

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD EN POZOS DEL CAMPO ORITUPANO, A PARTIR DE LA ONDA STONELEY, ADQUIRIDA CON EL REGISTRO ACÚSTICO MULTIPOLAR

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar por el Título de
Ingeniero Geofísico
Por: Br. Abelardo A. Pérez G.

Caracas, febrero de 2006

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD EN POZOS DEL CAMPO ORITUPANO, A PARTIR DE LA ONDA STONELEY, ADQUIRIDA CON EL REGISTRO ACÚSTICO MULTIPOLAR

Tutor académico: Prof. José Cavada
Tutor industrial: MSc. Massiel Rangel

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar por el Título de
Ingeniero Geofísico
Por: Br. Abelardo A. Pérez G.

Caracas, febrero de 2006

RESUMEN

Pérez G. Abelardo A.

ESTIMACION DE PERMEABILIDAD EN POZOS DEL CAMPO ORITUPANO, A PARTIR DE LA ONDA STONELEY, ADQUIRIDA CON EL REGISTRO ACÚSTICO MULTIPOLAR.

Tutor académico: Profesor José M. Cavada. Tutor industrial: MSc. Massiel Rangel. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica, Departamento de Geofísica. 2006, 101 paginas.

Palabras claves: Permeabilidad, Onda Stoneley, Evaluación petrofísica, Registros de pozo

El presente trabajo especial de grado consiste principalmente en la estimación de permeabilidad en dos pozos, además de la definición de elementos geológicos en las rocas reservorios que pudiesen afectar dicha propiedad y su estimación. El estudio se realizó en el campo Oritupano, localizado en la cuenca Oriental de Venezuela, en el Área Mayor de Oficina, específicamente al sur del estado Monagas.

Atributos de la onda Stoneley como frecuencia, lentitud y atenuación, están fuertemente vinculados con la permeabilidad en medios porosos, lo que permitió realizar estimaciones de permeabilidad efectiva en dos pozos del campo Oritupano. Los resultados obtenidos son curvas de permeabilidades con características cuantitativas para el pozo A y cualitativas en el pozo B, observando en ellas comportamientos similares que revelan uniformidad en las permeabilidades de las rocas reservorio. El análisis de comportamientos anómalos de las curvas de permeabilidad estimada, permitió observar que son originados por la influencia que tienen algunos factores como: volúmenes de arcillas y la coexistencia de varios fluidos en las rocas reservorios, además de estos factores, se observó la influencia que tienen las malas condiciones de las paredes del hoyo sobre la onda y la sensibilidad del programa, a los efectos que esta condición provee en las estimaciones de la permeabilidad.

Los resultados fueron obtenidos mediante el uso de un programa que usa un procedimiento de inversión (Gelinsky et al., 1997), el que se apoya en un modelo simplificado de Biot-Rosenbaum (Tang et al., 1993 Tang y Cheng, 1996). La metodología para la obtención de resultados radicó en un procedimiento clave, que fue la comparación de la onda Stoneley sintética propagada en un modelo de formación geológica sintética impermeable, con la onda Stoneley medida.

Los resultados fueron correlacionados con registros de imagen acústica, modelos de evaluación petrofísica y mediciones en núcleos, lo que proporcionó un control de calidad adicional aplicado a los resultados, logrando así un completo análisis de las variables que influyen sobre la permeabilidad. Las estimaciones de permeabilidad hecha en los pozos del campo Oritupano, muestran que las permeabilidades en los intervalos de interés en cada pozo estudiado son uniformes, la permeabilidad media en las arenas del pozo A circundan los 3.000 mD .

ÍNDICE GENERAL

	Página
CAPÍTULO 1.....	1
INTRODUCCION	12
OBJETIVO.....	14
Objetivos específicos:	14
JUSTIFICACIÓN.....	14
CAPÍTULO 2.....	16
UBICACIÓN	16
MARCO GEOLÓGICO	17
GEOLOGÍA LOCAL.....	17
ESTRATIGRAFÍA.....	19
CAPÍTULO 3.....	22
MARCO TEÓRICO	22
ONDAS ELÁSTICAS	22
SEÑAL ACÚSTICA	20
Efectos por irregularidades del hoyo sobre el campo de ondas acústicas	25
ONDA STONELEY.....	31
Permeabilidad de Stoneley.....	32
Descripción matemática y física de la onda Stoneley.....	35
PARÁMETROS PETROFÍSICOS.....	37
Permeabilidad	37
Medición de permeabilidad en núcleos	40
Porosidad	42
Medición de porosidad en núcleos.....	43
Saturación	43
REGISTROS DE POZO.....	44
Registro sísmico	44

	Página
Registro de imagen acústica	48
Registros de Rayos Gamma natural.....	50
Registros de densidad.	51
Registro neutrónico.....	53
Registro de resistividad.....	54
Correlación de registros de pozos.....	55
CAPÍTULO 4.....	56
METODOLOGÍA.....	56
MODELOS DE EVALUACIÓN PETROFÍSICA.....	58
DETERMINACIÓN DE LENTITUDES.....	63
Procesamiento y filtrado de ondas.....	63
PROCESAMIENTO DE LA ONDA STONELEY.....	68
Separación de ondas.....	69
ESTIMACIÓN DE PERMEABILIDAD A PARTIR DE LA ONDA STONELEY.....	73
CALIBRACIÓN DE PARÁMETROS.....	75
Calibración de los fluidos de poros.....	78
Calibración de la curva de permeabilidad.....	80
CAPÍTULO 5.....	83
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	83
EVALUACIÓN PETROFÍSICA	84
ESTIMACIONES DE PERMEABILIDAD EN POZOS	85
Pozo A.....	89
Pozo B.....	95
CAPÍTULO 6.....	101
CONCLUSIONES.....	101
RECOMENDACIONES.....	102
BIBLIOGRAFÍA.....	99

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Ubicación relativa del campo Oritupano (modificado de Porras, 2003).	16
Figura 2. Columna estratigráfica de la cuenca oriental de Venezuela.....	18
Figura 3. Microsismograma de una señal acústica típica, registrada en una formación (Modificado de Bassiouni, 1994).	24
Figura 4 (A, B, C). Tipos de irregularidades comúnmente presentadas en las paredes de pozo y configuración fuente-receptor (tomado de Bouchon y Schmitt, 1989).....	26
Figura 5. Registro sintético obtenido a partir de la configuración 4 A. (Tomado de Bouchon y Schmitt, 1989).	27
Figura 6. Microsismogramas sintéticos para un pozo de radio constante de 12 cm (Tomado de Bouchon y Schmitt, 1989).	27
Figura 7. Microsismogramas sintéticos para un pozo de radio constante de 7 cm. (Tomado de Bouchon y Schmitt, 1989).	28
Figura 8. Comparación de los microsismogramas de las figuras 6 y 7 (Tomado de Bouchon y Schmitt, 1989).	28
Figura 9. Comparación del microsismograma obtenido para el pozo con la geometría de la figura 4 B con un pozo de radio constante de 12 cm (Tomado Bouchon y Schmitt, 1989).	29
Figura 10. Registro acústico sintético obtenido para la configuración de la figura 4 C. (Tomado de Bouchon y Schmitt, 1989).	30
Figura 11. Comparación de los microsismogramas obtenidos para la configuración de la figura 4 A y 4 C (Tomado de Bouchon y Schmitt, 1989).	30
Figura 12. Ondas acústicas de pozo, a) tipos de ondas generadas por la herramienta acústica, b) propagación de la onda Stoneley a lo largo del hoyo, (tomado de Qobi, 2001)	31
Figura 13. Presión acústica en las paredes del hoyo, con 1.5 m de distancia entre la fuente centrada y las paredes del hoyo, las cuales están saturadas con gas (rojo), petróleo (verde) y agua (azul) (Tomado y modificado de Norris, 1989).	32

Figura 14. Predicciones teóricas para tres valores de permeabilidad de una arena en función de la frecuencia. a) Variaciones de velocidad relativas a rocas permeables, b) Atenuación en tres modelos de roca. (SCHLUMBERGER, 1998).	33
Figura 15. Curvas teóricas que ilustran las respuestas de la onda Stoneley a diferentes frecuencias bajo efectos de la movilidad, lo cual es proporcional a la permeabilidad (Tomado de Qobi, 2001).	34
Figura 16. Sistema de coordenadas cilíndricas (r, z, θ), usados para describir la propagación de ondas en el hoyo, a través de medios elásticos con velocidades α y β para las ondas P y S, siendo C la velocidad de onda compresional en el fluido.	35
Figura 17. Herramienta acústica Xmac.	46
Figura 18. En la imagen se ilustran los tres tipos de ondas grabadas por la herramienta, las cuales son visualizadas en un sismograma para ser procesadas individualmente (Modificado de Qobi, 2001).	47
Figura 19. Comparación de una formación fracturada (izquierda), con un registro de imagen acústica (modificado de BAKER, 2004).	49
Figura 20. Esquema de las etapas de procesamiento realizadas para la estimación de permeabilidad, las etapas se encuentran diferenciadas por colores, los rombos indican los programas utilizados.	57
Figura 21. Diagrama de procesamiento para la obtención de curvas de porosidad, saturación y litología.	58
Figura 22. Modelo de evaluación petrofísica de un pozo	62
Figura 23. Ventana de procesamiento del programa “Waveavan”, en ella se muestran los parámetros de control manipulados por el usuario	65
Figura 24. Registro acústico, en el se muestran las curvas de lentitudes (pistas 3 y 5) para las ondas compresionales y cizallantes respectivamente, además de GR y caliper, en las pistas 4 y 6 se ilustran los sismogramas con las curvas de los tiempos de las primeras llegadas (curva roja).	67
Figura 25. Sismograma sintético de la onda Stoneley (Modificada de WESTERN 1995).	69

Figura 26. Diagrama de los elementos para el cálculo de reflectancia. El programa utiliza los datos **RLAG**, **REFL** y **REFLO** para obtener la ubicación y reflectividad de un evento (fractura, derrumbe o estratificación), (Modificada de WESTERN 1995).....70

Figura 27. Grafico de separación de ondas, en las pistas 4, 5 y 6 se encuentran graficados los tiempos de arribo de las ondas Stoneley reflejadas (descendentes y ascendentes) además de la onda Stoneley refractada respectivamente.....72

Figura 28. Grafico de curvas usadas para el control de calidad, pista 2, cambios de centro de frecuencia (curva marrón) y retardo del tiempo de viaje (curva azul). Los otros registros corresponden a rayos gamma, densidad y neutrón.79

Figura 29. Grafico de curvas usadas para el control de calidad, pista 2, cambios medidos del centro de frecuencia (curva marrón) y retardo medido del tiempo de viaje (curva azul), las curvas sintéticas correspondientes están graficadas a trazos, En la pista cuatro se despliega la curva de permeabilidad estimada. Los otros registros corresponden a rayos gamma, densidad y neutrón.....82

Figura 30. Correlación del registro de evaluación petrofísica con el registro de permeabilidad estimada y el registro de imagen acústica del pozo A.87

Figura 31. Correlación del registro de evaluación petrofísica con el registro de permeabilidad estimada y el registro de imagen acústica del pozo B.....88

Figura 32. Correlación del registro de permeabilidad (pista 6) con el registro de imagen, ubicado en la pista 10, las pistas 7, 8, y 9 corresponde al tiempo de viaje de la onda Stoneley medida, sintética y las reflexiones descendentes respectivamente, en la pista 5 se despliegan las curvas sintéticas (punteadas) y medidas (sólidas) correspondientes al retardo de la onda con respecto a la onda medida y el cambio del centro de frecuencia, las pistas 11 y 12 representan la saturación y el volumen litológico de la roca.90

Figura 33. Intervalo correspondiente a una arena de interés y una lutita en la parte inferior de la figura. La imagen acústica del hoyo muestra el contraste de impedancias entre los dos tipos litológicos. También se evidencia del descenso de la permeabilidad con la profundidad debido a la disminución de porosidad y saturación con la profundidad, adicionalmente un incremento gradual del volumen de arcillas en la arena.92

Figura 34. La curva de permeabilidad (pista 6), muestra una caída de permeabilidad debido a una región con baja porosidad y alta impedancia, la cual es observada del registro de imagen acústica (pista 10), además de estimaciones erróneas de permeabilidad en lutitas.94

Figura 35, arena con permeabilidad variable, en la que se correlaciona con un registro de imagen para observar las condiciones litológicas que afectan la variación de permeabilidad.97

Figura 36. Intervalo del pozo A donde se muestran arenas productoras de fluidos diferentes, en las cuales las estimaciones de permeabilidad tienen diferentes grados de incertidumbre indicados por las curvas de la pista 5.99

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Tabla 1. Parámetros y valores establecidos en el programa “ <i>CRA</i> ” para el modelado petrofísico de los pozos evaluados. Los parámetros manipulados pertenecen a cuatro grupos de control: Características del pozo, arcillosidad de las formaciones (<i>Vsh</i>), determinación de porosidad y litología mediante la técnica de graficación cruzada y cálculo del porcentaje de saturación por el criterio de Simandoux.	60
Tabla 2. Parámetros y valores establecidos en el programa “ <i>Waveavan</i> ” para la obtención de las lentitudes en función de la profundidad para cada tipo de ondas en cada uno de los pozos evaluados.	66
Tabla 3. Valores de parámetros utilizados para lograr la obtención y separación de la onda Stoneley y su centro de frecuencia, con el uso del programa “ <i>Wavesprn</i> ”.	71
Tabla 4. Parámetros y valores establecidos en el programa “ <i>Waveperm</i> ” para la estimación de las curvas de permeabilidad de los pozos evaluados. Los parámetros manipulados pertenecen a dos grupos de control: Parámetros principales de control del programa y parámetros de calibración de fluidos de poros y de permeabilidad.	77

CAPÍTULO 1

INTRODUCCION

Establecer un óptimo desarrollo en yacimientos requiere de informaciones referentes a las propiedades físicas de las rocas reservorios, una de éstas es la permeabilidad. La medición de la propiedad en cuestión es posible mediante diversos métodos, entre ellos se encuentran los ensayos estáticos, que normalmente suministran información de permeabilidad absoluta, en algunas ocasiones dichas mediciones podrían estar referidas a muestras no representativas de las condiciones originales. Entre los métodos de ensayos dinámicos se encuentra la estimación de permeabilidad mediante el uso de la onda Stoneley, el cual ha llamado la atención de muchos investigadores, teniendo gran aceptación en las últimas décadas por su precisión en las estimaciones.

La onda Stoneley es una onda guiada con la particularidad de propagarse en la interfase compartida por el fluido de perforación y la formación. La amplitud, velocidad y frecuencia de la onda Stoneley están influenciadas por la permeabilidad de las formaciones rocosas.

El objetivo principal de la investigación fue estimar permeabilidades en pozos del campo Oritupano, mediante el uso de la onda Stoneley, el cual fue logrado usando un procedimiento de comparación de un modelo sintético de la onda Stoneley transmitida, en una formación sintética con permeabilidad cero, con la onda Stoneley medida en cada pozo.

Un objetivo de importancia alcanzado por el estudio fue la definición de características geológicas de las rocas que afectan la permeabilidad. Los resultados de permeabilidad obtenidos muestran gran coherencia con los elementos litológicos de los modelos de evaluación petrofísica, los cuales fueron corroborados con los registros de imagen acústica.

El presente trabajo especial de grado está constituido por cinco capítulos, donde el segundo capítulo corresponde a la ubicación geográfica del área de estudio, en el

tercer capítulo se consideran el marco geológico, donde se documenta acerca de las formaciones que constituyen el campo Oritupano.

El tercer capítulo contempla los fundamentos teóricos de las ondas elásticas enfatizando sobre la onda Stoneley, los efectos del hoyo que pueden afectar el campo de ondas acústicas, descripción de los parámetros petrofísicos relativos a la permeabilidad y las herramientas de pozo utilizadas para la medición de estos parámetros.

La metodología está descrita en el cuarto capítulo, donde se describen los métodos aplicados para la obtención de los elementos utilizados para la estimación de permeabilidad. Estos métodos están referenciados a cuatro etapas de procesamiento que corresponden a la evaluación petrofísica de cada pozo, determinación de lentitudes de ondas, separación de la onda Stoneley en sus componentes reflejadas, y transmitidas y por último, la etapa de estimación de permeabilidad.

El capítulo quinto corresponde a los análisis de resultados en los que son correlacionados con los registros de imagen acústica, evaluación petrofísica y mediciones en núcleos. Este análisis se enfoca en la determinación de elementos geológicos que influyen en la permeabilidad, además de los factores que afectan las estimaciones de la propiedad petrofísica.

En el sexto capítulo se concluye acerca de las estimaciones de permeabilidad obtenidas con la onda Stoneley y sus inconvenientes, además de especificar los elementos que afectan la propiedad y su medición.

OBJETIVO

Estimar curvas de permeabilidad a partir de la información de registros acústicos, utilizando la onda Stoneley, en pozos del campo Oritupano.

Objetivos específicos:

Evaluar la información adquirida con el registro acústico multipolar para identificar la onda Stoneley.

Utilizar los programas de evaluación y a partir de la onda Stoneley, estimar una curva de permeabilidad índice para cada pozo.

Calibrar la curva de permeabilidad índice con permeabilidad medida en núcleo.

Definir si existen efectos de características en la roca, que influyan sobre la permeabilidad estimada a partir de la onda Stoneley.

JUSTIFICACIÓN

Las condiciones geológico-estructurales que caracterizan al campo Oritupano requiere la integración de diferentes estudios geofísicos, el aporte de la petrofísica desempeña un papel importante en la caracterización de los yacimientos pertenecientes al campo Oritupano. Implementar una evaluación de la permeabilidad en el área de estudio, sería de gran ayuda para la localización de las unidades litológicas más prospectivas que comprenden el campo Oritupano. Consecuentemente, proporcionar datos de gran relevancia para la exitosa producción de hidrocarburos en sus pozos.

La propuesta de esta investigación es de significativa importancia en el área de la producción petrolera, debido a que estimando una curva de permeabilidad, a partir de registros acústicos, se podría proporcionar información indispensable para generar un plan óptimo para el desarrollo de los yacimientos del campo Oritupano. La importancia de la ejecución de este proyecto radica en la selección de los intervalos productores, lo que generará ganancias de tiempo y reducción de los costos de producción, lo cual implica un aporte relevante al sector petrolero con valores prácticos y económicos.

CAPÍTULO 2

UBICACIÓN

La región de estudio, se encuentra ubicada en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en el Área Mayor de Oficina, al sur del estado Monagas. En la figura 1, se detalla la ubicación relativa del campo Oritupano, en el cual se encuentran los pozos utilizados para el análisis de permeabilidad del área.

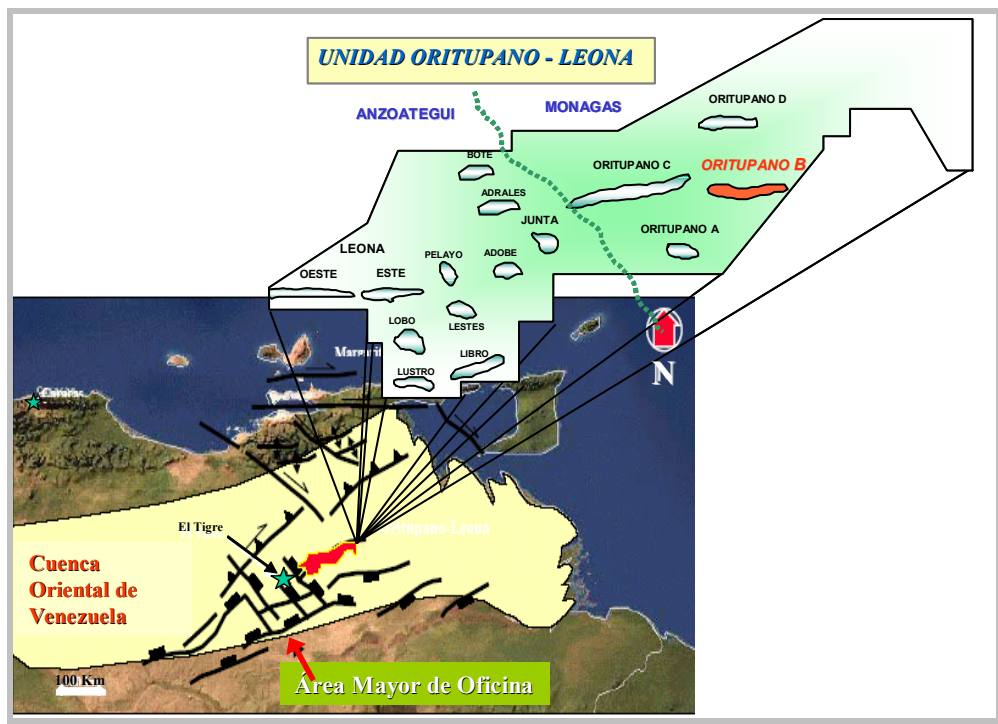


Figura 1. Ubicación relativa del campo Oritupano (modificado de Porras, 2003).

MARCO GEOLÓGICO

GEOLOGÍA LOCAL

Como resultado de los estudios integrados de yacimiento y la interpretación de la sísmica 3D reportado por Porras, Vallejo, Marchal y Selva en el 2003, se ha redefinido un modelo geológico estructural y estratigráfico del campo Oritupano, que se describe seguidamente.

La columna estratigráfica del campo está compuesta por las formaciones: Mercure, Oficina, Freites, Las Piedras y Mesa, (figura 2), de todas ellas la Formación Oficina es de interés económico. El modelo estructural está constituido por un homoclinal de buzamiento suave al norte entre 3 y 6 grados, truncado por una sucesión de fallas principales con orientación oeste-este, buzamiento entre 35 y 45 grados al sur. Del estudio también resalta estructuralmente, tres fallas normales alineadas en sentido oeste-este, a lo largo del campo. A este sistema se encuentran asociadas fallas secundarias de poco desplazamiento (entre 15 pies y 50 pies), las cuales podrían ser responsables de la comunicación hidráulica entre las diferentes arenas.

El análisis sedimentológico de 270 pies de núcleo y el análisis petrofísico indican que en el campo Oritupano, predomina un ambiente de depositación fluvio-deltaico de llanura deltaica media a baja y zonas de estuarios. Las facies observadas corresponden a predominantes depósitos de canales erosivos, de marea y barras de mareas.

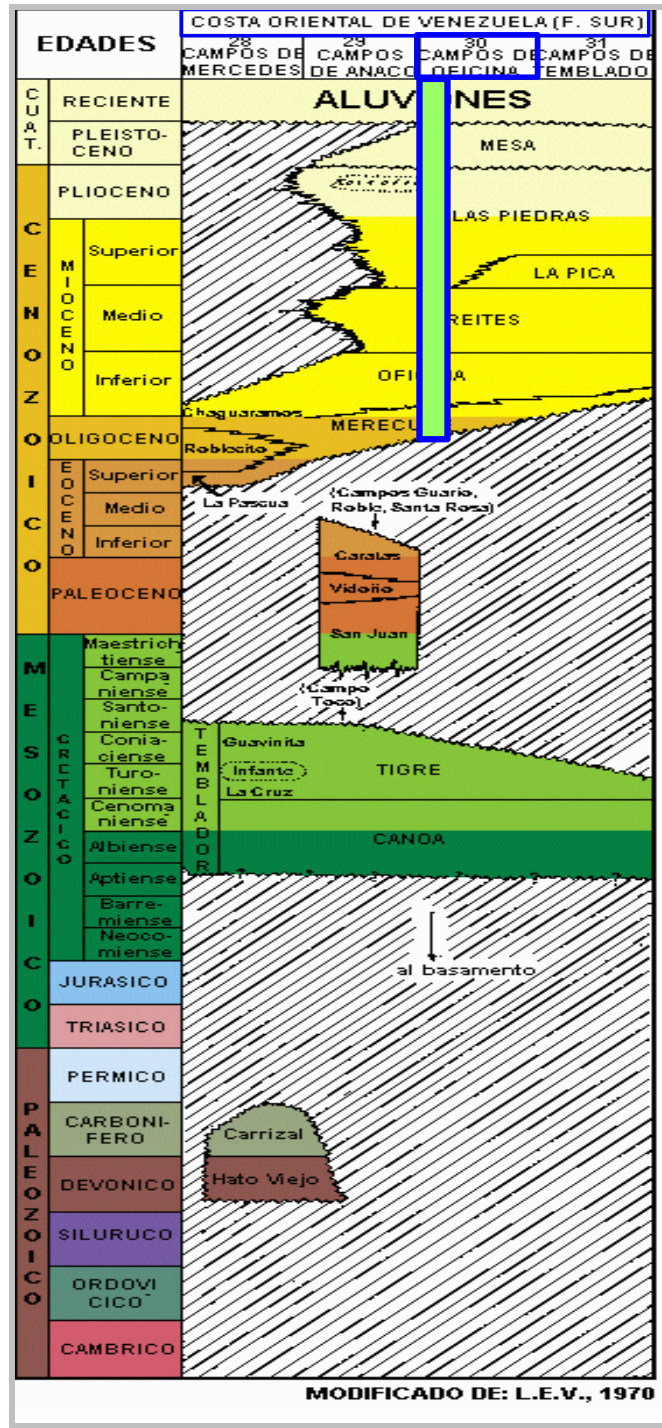


Figura 2. Columna estratigráfica de la cuenca oriental de Venezuela (Modificada de L.E.V 2005)

ESTRATIGRAFÍA

La **Formación Merecure**, es la formación más profunda detectada por pozos del campo Oritupano-Leona. Funkhouser, Sass y Hedberg (1948), mencionan que se compone de más del 50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomerática, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad. Se separan por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro. Hacia el suroeste (campos La Ceiba y Santa Rosa), la parte superior de la unidad se hace más arenosa.

Arnstein, Cabrera, Russomanno y Sanchez (1985), plantean que la Formación Merecure, del flanco sur de la subcuenca de Maturín, es de edad Mioceno Medio. Cronoestratigráficamente, las formaciones Merecure, Oficina y parte inferior de Freites, son correlativas de la Formación Carapita. Según el Léxico Estratigráfico de Venezuela (2005), la sedimentación de la Formación Merecure ocurrió en aguas dulces a salobres. Campos, Lander y Cabrera (1985), interpretan un ambiente variable de lagunas y aguas salobres a francamente marinas. El ambiente es típico de clásticos basales transgresivos depositados por corrientes fluviales entrelazadas.

La **Formación Oficina**, representa la unidad de mayor importancia petrolífera del área. Está constituida por intercalaciones de areniscas de grano fino a medio, lutitas y limolitas. Es común la presencia de lignitos.

La Formación suprayace a la Formación Merecure, Hedberg, Sass y Funkhouser (1947), la describe como una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y lutitas de color claro y grano fino a grueso. En general, las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación.

Para Hedberg *et al.* (1947) la sedimentación de la Formación Oficina se inicia en condiciones de aguas dulces o salobres, continuando con repetidas alternancias de ambientes marinos someros, salobres y pantanosos; en general, las condiciones se hacen más marinas de oeste a este y de sur a norte. González de Juana, Iturralde de Arozena y Picard (1980) y Méndez (1985) consideran que la Formación Oficina se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, en el que son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos.

La Formación Oficina descansa concordantemente sobre la Formación Merecure de la subcuenca de Maturín. El contacto superior de la Formación Oficina ha sido definido como concordante con la formación Freites.

La Formación Freites, es descrita por diversos autores en el léxico estratigráfico de Venezuela (2005) como sigue, Hedberg *et al.* (1947), describen lutitas fisiles verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y la base, que permiten la subdivisión de la unidad en tres intervalos: un intervalo superior con capas delgadas de areniscas arcillosas de grano fino, de color blanco verdoso, algo glauconíticas y muy persistentes lateralmente. Un intervalo predominantemente lutítico, y un intervalo inferior de lutitas intercaladas con areniscas verde-amarillentas, de grano medio a grueso, glauconíticas, calcáreas o sideríticas y muy fosilíferas. En las lutitas, a través de toda la formación, son frecuentes concreciones amarillentas, calcáreo-ferruginosas.

Aunque De Sisto (1961) mencionó que la clasificación divisoria realizada por Hedberg *et al.* (*op. cit.*), no se sostiene regionalmente. Los conjuntos paleontológicos de Freites están fuertemente influenciados por fauna de La Pica inferior, conjuntamente con el cambio en el color de las lutitas

La Formación Freites se encuentra suprayacente y concordante transicionalmente con la Formación Oficina en casi toda su extensión, excepto en el área de Anaco, donde se presenta una discordancia. Hacia el tope, la Formación es concordante con la Formación Las Piedras, suprayacente. El contacto superior se identifica con

el tope del más alto nivel marino de Freites. Los datos de Sulek (1961), ubican a Freites en el Mioceno Medio, llegando posiblemente al Mioceno Tardío (Zona Globorotalia menardi). Los ostrácodos indican al Mioceno Medio tardío, también. En la mayor parte de la cuenca, la Formación Freites representa en general un ambiente marino somero en su proporción inferior, pasando a ambientes de aguas algo más profundas en la parte media. La parte superior corresponde de nuevo a ambientes de aguas llanas.

Formaciones Mesa y Las Piedras, se encuentra por encima de la Formación Freites, generadas en ambiente salobre a continental, se caracterizan por la presencia de potentes cuerpos de arena de granos gruesos, poco consolidadas y arcillas solubles, mal compactadas. Contienen los reservorios de aguas subterráneas más importantes del área.

Las formaciones están constituidas en su gran mayoría por areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminadas con lutitas gris a verdoso, arcilitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos, (Hedberg, 1950). Hacia los flancos de la cuenca, el espesor disminuye aproximadamente a la mitad. González de Juana *et al.* (1980), la ubicó en el Plioceno, basado en su posición estratigráfica discordante encima de la “Formación Punche” (Freites) de edad “decididamente Mioceno Tardío”. Los pocos fósiles y sus relaciones estratigráficas indican la edad de Mioceno Tardío a Plioceno. En el área del campo Pedernales, la formación fue depositada en un ambiente deltaico a marino somero (Barnola, 1960).

CAPÍTULO 3

MARCO TEÓRICO

ONDAS ELÁSTICAS

Las ondas elásticas, en el caso particular de un pozo, pueden ser clasificadas en ondas de cuerpo y ondas guiadas. Las ondas de cuerpo se propagan en medios continuos y se distinguen de las guiadas en que éstas se generan, debido a la presencia de una discontinuidad. Para éste caso de estudio, dicha discontinuidad es la que existe entre el lodo y la formación rocosa, la cual es denominada interfase.

Los frentes de ondas viajan a velocidades de ondas compresionales o de corte. Cuando la energía de las ondas compresionales incide en las paredes del hoyo, parte de esta energía es convertida en energía de corte. De manera análoga ocurre con los demás tipos de ondas, siendo esto conocido como conversión de modos.

El modo compresional normal y de corte normal, son una serie de modos infinitos con altas frecuencias sucesivamente. Esos modos sólo pueden ser excitados si el espectro de frecuencia de la fuente contiene las frecuencias para cada modo. Si una herramienta es usada con el ancho de banda completo, entonces la señal recibida (grupo de ondas) podría ser complicada para analizar y reconocer los múltiples modos recibidos, los cuales causan interferencia entre si, (Oden et al., 2005).

Según Cheng Y Toksöz (1981), las amplitudes de la onda Stoneley están más influenciadas por la permeabilidad que las ondas compresionales y de corte. La onda Stoneley puede ser excitada a cualquier frecuencia, pero sus mayores amplitudes se encuentran a bajas frecuencias, siendo más fácil de detectar si son excitadas por debajo de las frecuencias de corte de las ondas P y S.

Las velocidades de las ondas de cizalla son menores que las velocidades de los fluidos contenidos en los hoyos de perforación, siendo éstas imposibles de medir mediante una herramienta acústica monopolar. Es por esto que es necesario excitar el modo flexural, el cual es inducido mediante la herramienta dipolar, para formaciones duras el modo flexural es muy dispersivo a altas frecuencias, pero a bajas frecuencias la velocidad de este modo está muy cercana a la velocidad de las ondas de corte (Cheng, 1982).

A partir de las ondas acústicas, pueden ser obtenidas algunas constantes elásticas, las cuales pueden definir físicamente medios continuos. Esto es posible con la obtención de las velocidades sísmicas de los medios a estudiar. Las velocidades sísmicas (compresionales “P” y cizallantes “S”) y las densidades (ρ) de los cuerpos rocosos, dependen fuertemente de algunos parámetros petrofísicos como la porosidad, litología, contenido de fluidos, compactación, cementación y temperatura. Entendiendo que estas últimas son variables dependientes, por ejemplo, porosidad, compactación, temperatura y edad son usualmente dependientes de la profundidad a la cual se encuentran estos cuerpos. La velocidad generalmente se incrementa de forma no lineal con la profundidad, aunque litologías locales pueden violar esta regla general. Aunque la velocidad de ondas en las rocas depende enormemente de la porosidad y es inversamente proporcional a ésta, es entonces la porosidad, el factor controlador principal de la velocidad (SEG, 1997).

SEÑAL ACÚSTICA

Hernández (2001), muestra en su trabajo todos los modos y/o eventos sísmicos que se propagan en el pozo, que interfieren de una manera complicada durante su viaje desde el transmisor al receptor, donde ellas producen la señal acústica observada en los microsismogramas. En la figura 3, se muestra un tren de onda sónico real, la energía de la onda compresional, P, es la primera que llega al receptor, seguida por el modo evanescente o “leaky”, (si éste está presente en el tren de onda), y luego la onda de corte, S. Las ondas guiadas, pseudo-Rayleigh y Stoneley, siguen después de la llegada de la onda de S, coincidiendo la llegada de la onda S con el de la onda pseudo-Rayleigh.

Las características del tren de onda dependen de la frecuencia emitida por la fuente, diseño de la herramienta, radio del pozo, propiedades físicas de la formación y del fluido contenido en el pozo (Hernández, 2001).

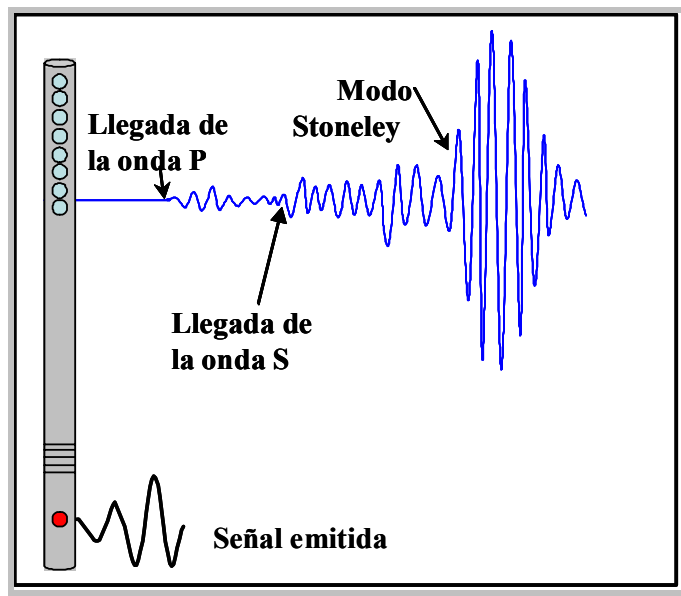


Figura 3. Microsismograma de una señal acústica típica, registrada en una formación (Modificado de Bassiouni, 1994).

Todos estos modos de propagación y/o eventos, están presentes en la señal recibida si la formación es una formación rápida. Si la velocidad de cizalla es menor que la velocidad del fluido, sólo la onda primaria y Stoneley estarán presentes.

La onda Stoneley aparece dentro de la ventana de tiempo de llegada del tren de ondas pseudo-Rayleigh. Sin embargo, debido a que esta onda no es tan dispersiva, todas las frecuencias de la onda Stoneley se propagan aproximadamente a la misma velocidad.

Efectos por irregularidades del hoyo sobre el campo de ondas acústicas

Hernández (2001), describe la influencia de las superficies de las paredes del pozo, estas irregularidades alejan la suposición de la forma cilíndrica perfecta del hoyo. Las características de estas irregularidades dependerán de las propiedades de las rocas y fluidos, y de las presiones y esfuerzos locales a cada profundidad. La medición de las irregularidades del pozo se realiza con el registro “caliper”, el cual es recomendable analizar previamente, antes de proceder con el procesamiento y análisis de las trazas representadas en los microsismogramas.

El efecto de la rugosidad o cambios en el radio del hoyo en el campo de ondas sónico ha sido estudiado por Bouchon y Schmitt (1989), (figura 4 A, B, C). Ellos utilizaron el método de número de onda discreto en coordenadas cilíndricas y los aplicaron al estudio de las irregularidades de hoyo más comúnmente halladas.

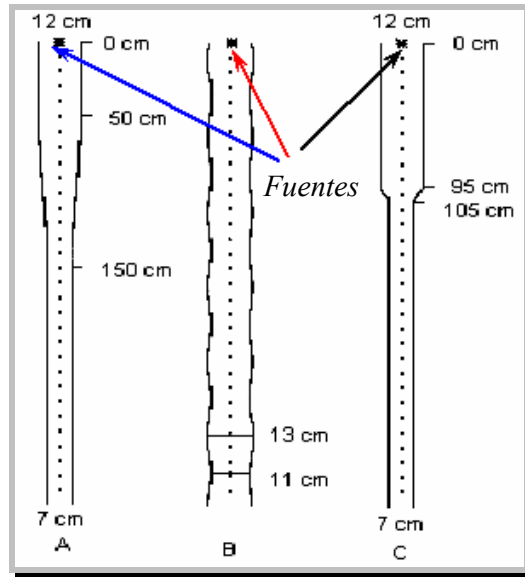


Figura 4 (A, B, C). Tipos de irregularidades comúnmente presentadas en las paredes de pozo y configuración fuente-receptor (tomado de Bouchon y Schmitt, 1989).

Caso A variación lenta del radio del hoyo.

Bouchon y Schmitt (1989), modelaron el caso en el que el radio del hoyo varía lentamente de 7 cm hasta 12 cm (figura 4A). Ellos observaron que la señal grabada en los receptores ubicados antes de la variación de radio no fue afectada visiblemente por esta anomalía del hoyo, después del cambio las señales registradas son el promedio entre las señales para los pozos de 12 cm y 7 cm. Basándose en mediciones realizadas en pozos de radios 12 cm y 7 cm (figura 6 y figura 4), estos autores pudieron observar que la amplitud de la onda Stoneley es mayor en el hoyo de radio variable que para el radio de 12 cm y menor para el de 7 cm .

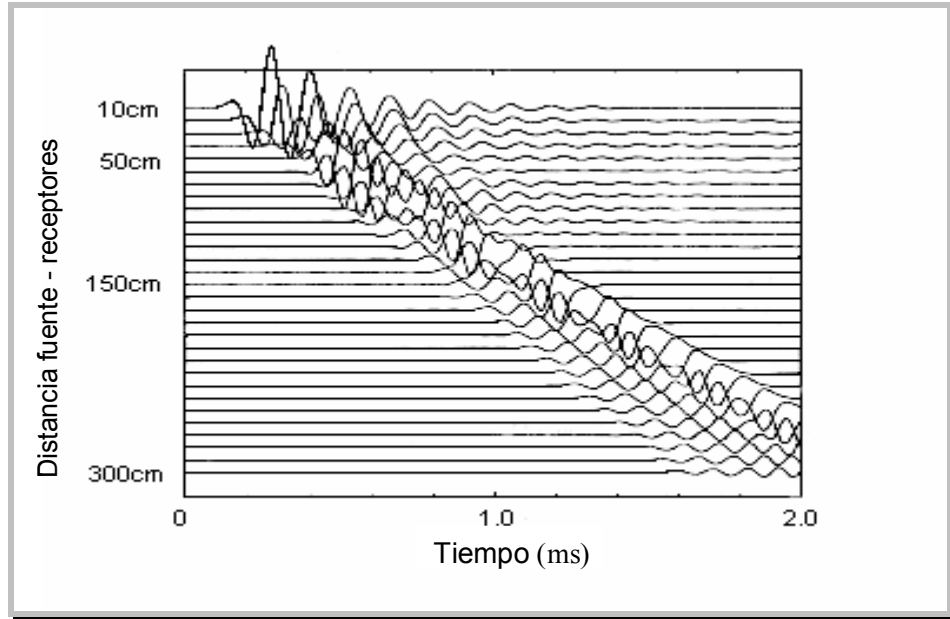


Figura 5. Registro sintético obtenido a partir de la configuración 4 A. (Tomado de Bouchon y Schmitt, 1989).

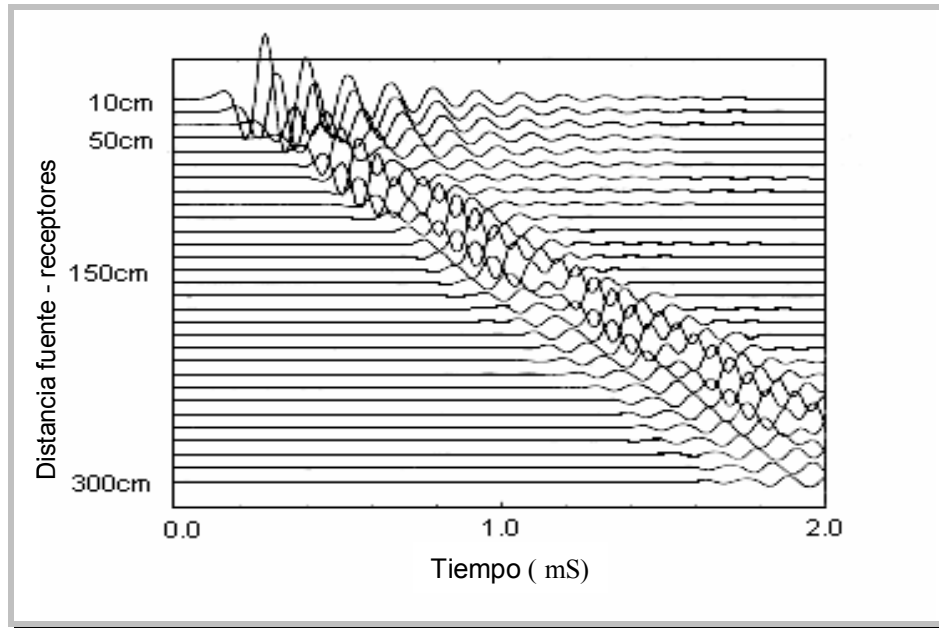


Figura 6. Microsismogramas sintéticos para un pozo de radio constante de 12 cm (Tomado de Bouchon y Schmitt, 1989).

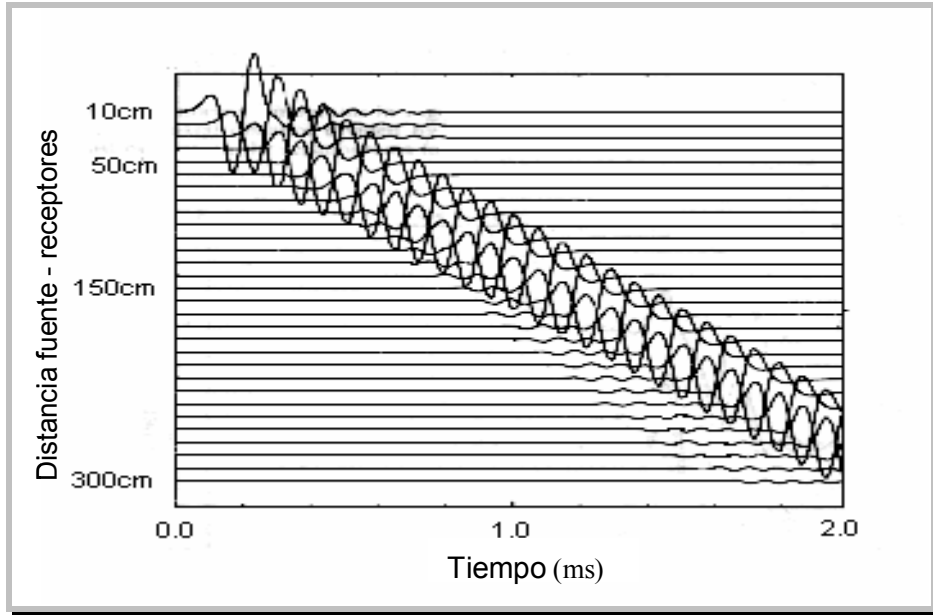


Figura 7. Microsismogramas sintéticos para un pozo de radio constante de 7 cm. (Tomado de Bouchon y Schmitt, 1989).

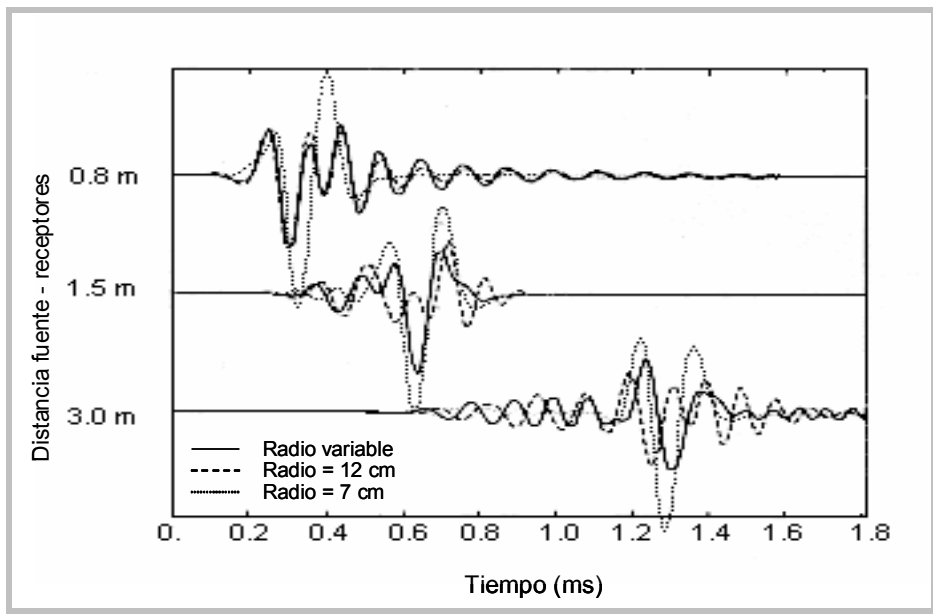


Figura 8. Comparación de los microsismogramas de las figuras 6 y 7 (Tomado de Bouchon y Schmitt, 1989).

Caso B irregularidades a pequeña escala en las paredes del pozo

Las características geométricas del modelo de pozo planteado por los autores es en la que el radio del pozo varía continuamente entre 11 cm y 13 cm, con una periodicidad de 50 cm (figura 4B). En la figura 9 se muestran los sismogramas resultantes, quienes son comparados con los de un pozo de radio constante de 12 cm, que es el radio promedio del pozo irregular.

Hernández (2001), muestra que, la principal característica de los resultados cuando hay fluctuaciones del radio, es el incremento del retraso de la onda Stoneley y de la onda pseudo-Rayleigh con respecto a la onda P.

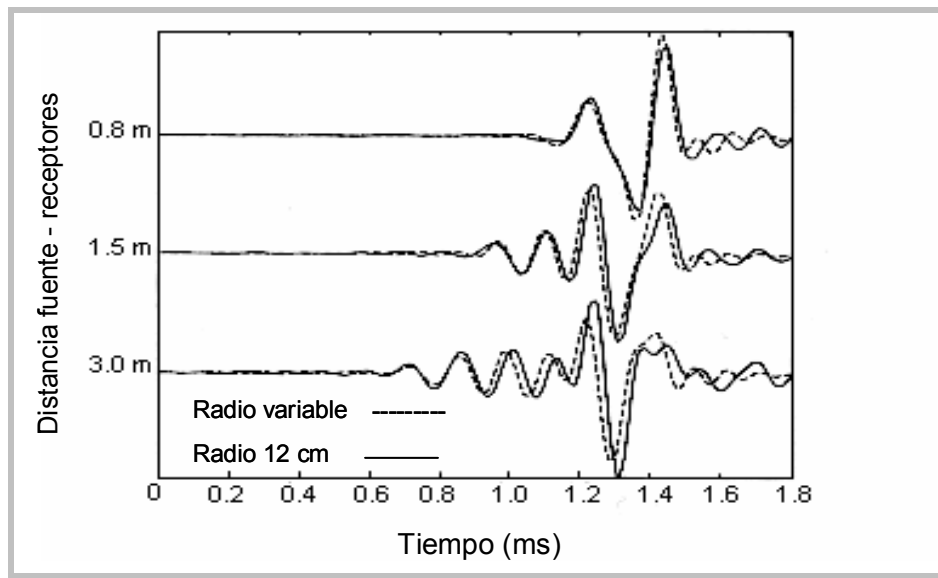


Figura 9. Comparación del microsislograma obtenido para el pozo con la geometría de la figura 4 B con un pozo de radio constante de 12 cm (Tomado Bouchon y Schmitt, 1989).

Caso C efecto de variaciones bruscas en el diámetro del pozo.

Las condiciones geométricas del hoyo para este caso son desplegadas en la figura 4 C, donde hay un cambio brusco de la longitud del radio. El radio decrece de 12 cm a 7 cm, el cambio ocurre en un intervalo de 10 cm y a una distancia de 1 m de

la fuente. El cambio brusco en el pozo produce una onda Stoneley reflejada. La comparación de los microsismogramas obtenidos con el modelo correspondiente a la figura 4B y C, se muestra en la figura 11

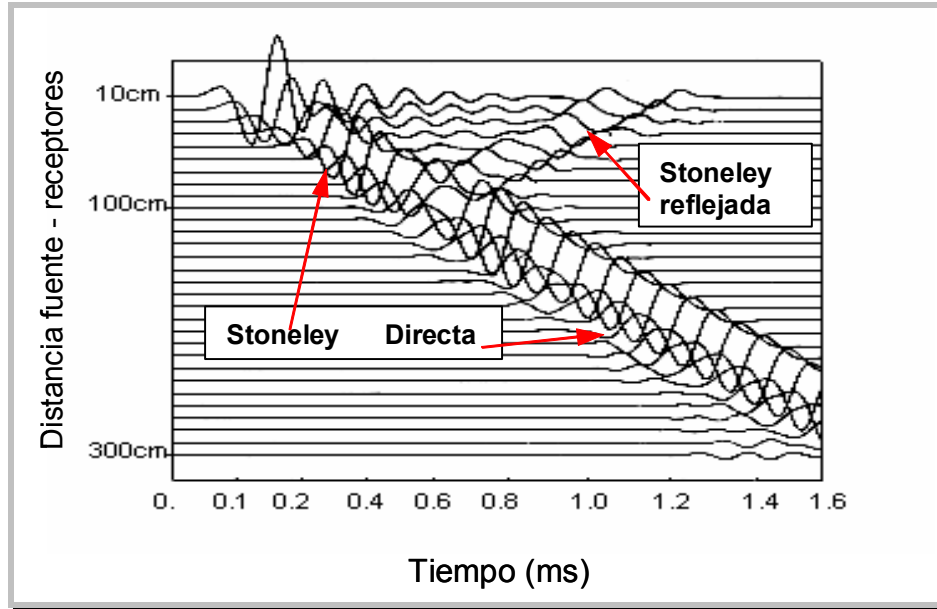


Figura 10. Registro acústico sintético obtenido para la configuración de la figura 4 C. (Tomado de Bouchon y Schmitt, 1989).

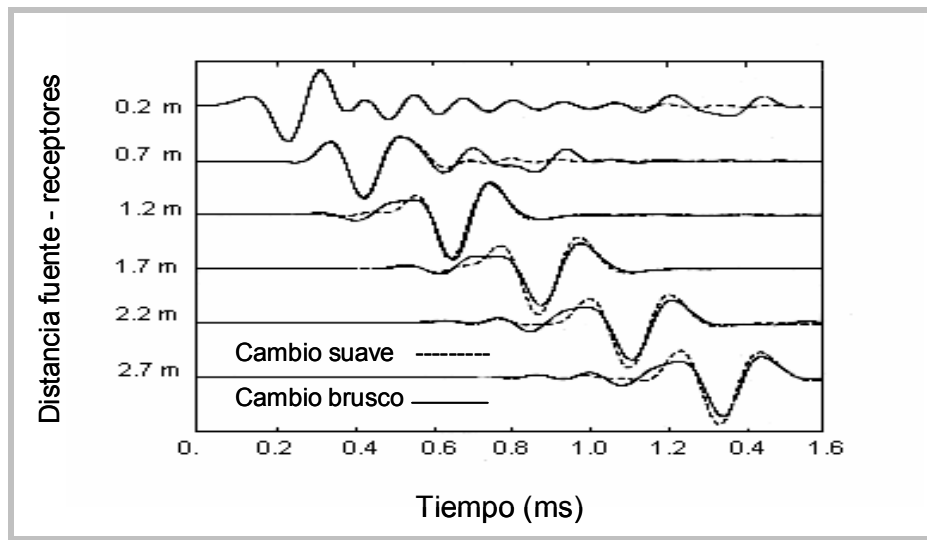


Figura 11. Comparación de los microsismogramas obtenidos para la configuración de la figura 4 A y 4 C (Tomado de Bouchon y Schmitt, 1989).

ONDA STONELEY

La onda Stoneley es una onda superficial que se genera en la interfase fluido - formación. Su nombre se debe a la analogía con una onda descubierta por Stoneley sobre la interfase plana entre dos sólidos elásticos semi-infinitos. En la figura 12, se muestran los tipos de ondas que se propagan a lo largo del eje del hoyo y en sus adyacencias. La amplitud de la onda Stoneley generada en un pozo decae aproximadamente de forma exponencial a ambos lados de la interfase entre el fluido y la formación, es ligeramente dispersiva y tiene velocidad de fase y grupo cerca de 0,9 veces la velocidad de la onda P en el fluido, tiene muy alta amplitud en las bajas frecuencias y muy poca atenuación a lo largo del eje del pozo (Cheng y Toksöz, 1981).

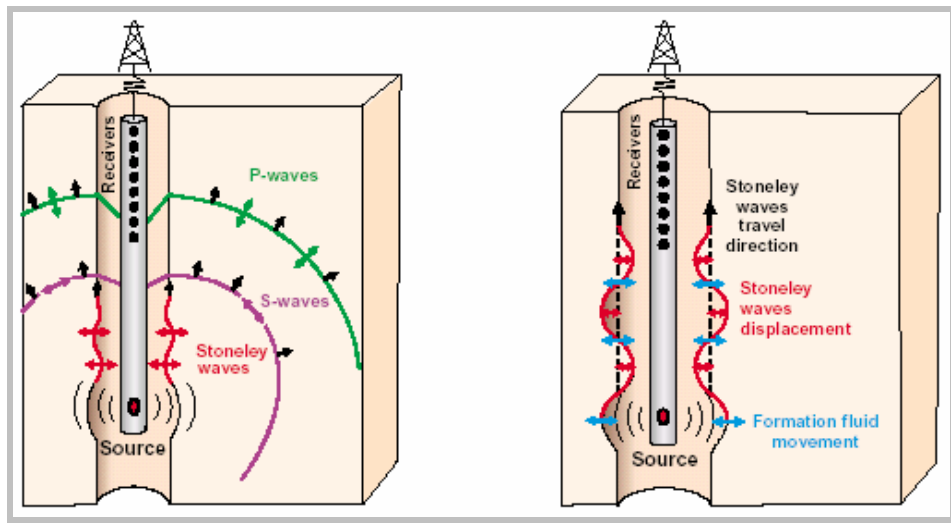


Figura 12. Ondas acústicas de pozo, a) tipos de ondas generadas por la herramienta acústica, b) propagación de la onda Stoneley a lo largo del hoyo, (tomado de Qobi, 2001)

La presencia de zonas permeables en la formación provee un mecanismo de disipación para la onda Stoneley, consecuentemente la onda se atenúa con crítica dependencia de la saturación de fluidos que contenga la roca (figura 13). La señal Stoneley en bajas frecuencias es más fuerte y sensible a las zonas permeables y

fracturadas. Los efectos de la saturación de petróleo son casi despreciables, mientras que la saturación con agua induce una fuerte atenuación, la presencia de gas en la formación, podría causar una completa desaparición de la onda Stoneley (Norris, 1989).

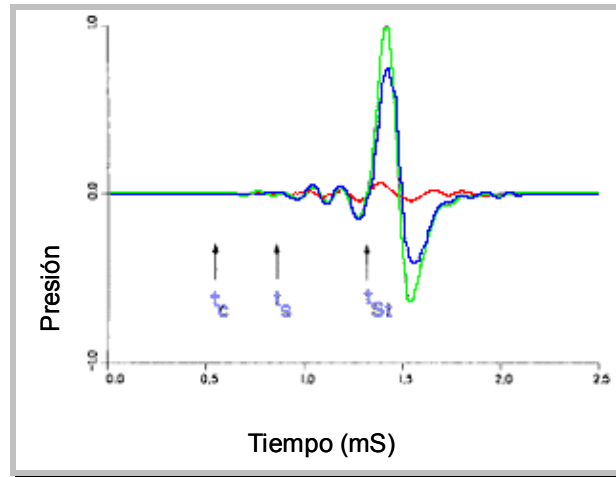


Figura 13. Presión acústica en las paredes del hoyo, con 1.5 m de distancia entre la fuente centrada y las paredes del hoyo, las cuales están saturadas con gas (rojo), petróleo (verde) y agua (azul) (Tomado y modificado de Norris, 1989).

La onda Stoneley aparece dentro de la ventana de tiempo de llegada del tren de ondas pseudo-Rayleigh. Sin embargo, debido a que esta onda no es tan dispersiva en todas las frecuencias, la onda Stoneley se propaga aproximadamente a la misma velocidad. Consecuentemente ésta se presenta a menudo como una ondícula de poca duración en el tiempo del sismograma (Hernández, 2001).

Permeabilidad de Stoneley

Desde hace varios años, muchos autores han registrado las correlaciones de permeabilidad mediante el tiempo de tránsito o atenuación de la onda de Stoneley (por ejemplo, Tang et al, 1996). En un hoyo cilíndrico con una formación rígida, la propagación de la onda de Stoneley resultaría no dispersiva y no atenuante. En

el caso de una formación elástica permeable, la onda Stoneley se comporta de otra forma, debido a que las paredes del hoyo en zonas permeables ceden a la presión de la columna de fluido, ocurriendo así el “squirt flow”, consecuentemente la onda perderá energía en función a la movilidad del fluido.

Cuando el fluido de la formación es móvil, la onda Stoneley provoca el flujo del mismo dentro de la formación, con lo cual pierde energía, incrementando su lentitud. Los resultados teóricos y experimentales han demostrado que los atributos de la onda Stoneley dependen no sólo de la compresibilidad del fluido, es también proporcional al grado de movilidad de éste en la formación, lo cual es proporcional a la permeabilidad del cuerpo rocoso.

En la figura 14, se observa el efecto típico sobre la velocidad y atenuación de la onda Stoneley en arenas con permeabilidades de 1.0, 0.1 y 0.01 darcy (alta, media y baja), cuando la viscosidad del fluido es de 1.0 cP . Efectos similares se observan si la permeabilidad se mantiene constante y la viscosidad varía (SCHLUMBERGER, 1998).

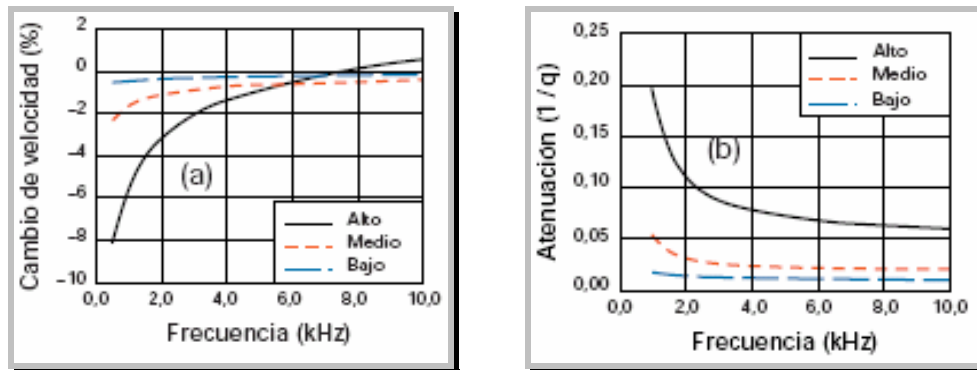


Figura 14. Predicciones teóricas para tres valores de permeabilidad de una arena en función de la frecuencia. a) Variaciones de velocidad relativas a rocas permeables, b) Atenuación en tres modelos de roca. (SCHLUMBERGER, 1998).

Se ha demostrado que, en primer grado, y en ausencia de revoque, la movilidad del fluido es una función compleja del tiempo de tránsito de la onda Stoneley (SCHLUMBERGER, 1998).

Se puede comprobar que a baja frecuencia, la onda Stoneley es una medida sensible a la movilidad de los fluidos contenidos en los espacios porosos de la roca, siempre que ésta última sea razonablemente elevada. La figura 15, muestra las variaciones de atributos de la onda Stoneley, en función de un parámetro proporcional a la permeabilidad como lo es la movilidad del fluido, además de la dependencia en frecuencia.

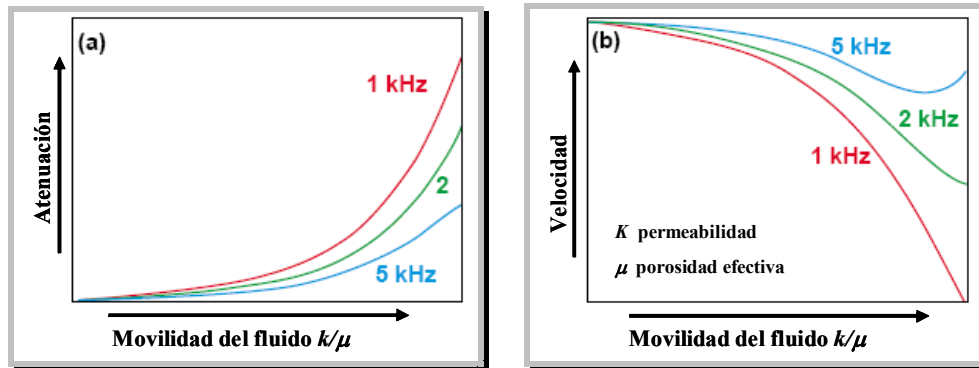


Figura 15. Curvas teóricas que ilustran las respuestas de la onda Stoneley a diferentes frecuencias bajo efectos de la movilidad, lo cual es proporcional a la permeabilidad (Tomado de Qobi, 2001).

Norris (1989), concluye en su trabajo concordando con otros autores que los resultados de atenuación de la onda Stoneley incrementan con la permeabilidad pero depende críticamente de la saturación de poros. Este autor afirma que la atenuación de la onda de estudio dependerá del tipo de fluido con que esté saturada la roca. Los efectos por saturación de petróleo son pequeños en relación a la atenuación ocasionada por la saturación de agua o gas, fluidos que pueden ocasionar la desaparición de la onda en el sismograma.

Descripción matemática y física de la onda Stoneley.

Partiendo de la geometría que describe el problema general, mostrada en la figura 16, se encuentra una expresión planteada por Hardage (1983), la cual es una solución que satisface la ecuación de onda en el sistema de coordenadas cilíndricas, que puede ser escrito como sigue:

$$\varphi = [AK_o(nr) + BI_0(nr)]e^{ik(z-vt)} \quad (1)$$

$$\psi = [CK_1(mr) + DI_1(mr)]e^{ik(z-vt)} \quad (2)$$

Donde A, B, C, D son constantes, K_o, K_1, I_0 e I_1 son funciones de Bessel modificada de cero y primer orden, v es la velocidad de fase de la propagación de la onda, k es el número de onda en la dirección z , n y m son los números de ondas en la dirección radial definida por las ecuaciones (3) y (4) respectivamente:

$$m^2 = k^2 \left(1 - \frac{v^2}{\beta^2} \right) \quad (3)$$

$$n^2 = k^2 \left(1 - \frac{v^2}{\alpha^2} \right) \quad (4)$$

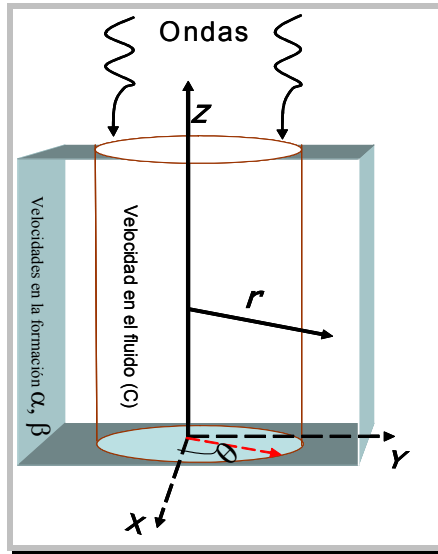


Figura 16. Sistema de coordenadas cilíndricas (r, z, θ) , usados para describir la propagación de ondas en el hoyo, a través de medios elásticos con velocidades α y β para las ondas P y S, siendo C la velocidad de onda compresional en el fluido.

Debido al comportamiento matemático de la función modificada de Bessel, K_1 e I_1 , las amplitudes del desplazamiento calculadas de la función potencial, decrecen exponencialmente con la distancia radial, r . Así la propagación de la onda Stoneley está confinada a la columna de fluido y relativa a la capa delgada de la formación alrededor del hoyo. Las ecuaciones 1 y 2 muestran que la amplitud de la onda Stoneley no se atenúa en la dirección Z . Consecuentemente las ondas Stoneley son llamadas también ondas guiadas, debido a que tienden a focalizar su energía a lo largo del eje del hoyo y sólo una pequeña cantidad de energía se transfiere a la formación. La onda Stoneley disminuye poco su amplitud con la distancia recorrida en comparación con las ondas P y S (Hardage, 1983).

PARÁMETROS PETROFÍSICOS

En este apartado serán considerados los parámetros petrofísicos influyentes sobre la permeabilidad, dichos parámetros son dependientes de las propiedades físicas de cada roca, las cuales tienen respuestas diferentes a la aplicación de diversas herramientas de perfilaje de pozo (densidad, rayos gamma, neutrón, acústicos, etc.). Con el apoyo de dichas herramientas se podrán argumentar los análisis para la caracterización petrofísica de los pozos.

Permeabilidad

La permeabilidad es una medición de la facilidad con la cual un fluido fluye a través de los espacios porosos conectados entre sí en una roca reservorio. Este sistema natural de conducción de fluidos es muy importante para la predicción de la producción de un yacimiento. La unidad de medida es conocida como el darcy, las medidas de permeabilidad en rocas son expresadas en unidades de milidarcy (mD).

Los factores de los cuales depende la permeabilidad son:

- a) Fábrica y empaquetamiento
- b) Tamaño de los poros
- c) Grado y tamaño de la conectividad entre poros
- d) Tipo de matriz de la roca
- e) Tipos de fluidos

Ciertas variables pueden tener influencia sobre esta propiedad petrofísica, si es medida en dirección horizontal y vertical. La permeabilidad se incrementa en forma directa con la porosidad; sin embargo, rocas con muy baja porosidad poseen altas características de permeabilidad, y algunas rocas con alta porosidad, tienen matriz poco permeable (Baker, 1995). Los valores de permeabilidad pueden ser determinados por varios medios; p.e. pruebas de pozos, evaluación de

formaciones, análisis de núcleos, siendo esta última aceptada como la medida más precisa para estimar permeabilidad.

La permeabilidad horizontal es generalmente definida como la permeabilidad en dirección más o menos horizontal, mientras que la permeabilidad vertical es generalmente aceptada como la componente perpendicular a la permeabilidad horizontal. Ensayos realizados han permitido determinar que la permeabilidad vertical (K_v) ha resultado usualmente menor que la permeabilidad horizontal, esta consecuencia es causado por el efecto de sedimentación de arcillas laminares y minerales de estructura cristalina plana. La permeabilidad horizontal (K_h), es medida en dirección paralela a la estratificación, generalmente ésta genera la mayor contribución de flujo de fluido en un hoyo típico (WESTERN, 1992).

La permeabilidad horizontal algunas veces es interferida por la permeabilidad vertical, que es generada en arenas poco consolidadas ó en unidades con fracturas verticales, fisuras, o juntas ocasionadas por el desarrollo del hoyo. Estas estructuras verticales actúan como barreras que se oponen al flujo horizontal si estas estuviesen rellenas con arcillas. De acuerdo a esto se podría decir que la permeabilidad es una propiedad anisotrópica de los medios porosos.

La unidad práctica por excelencia para la permeabilidad es el darcy. Un material poroso tiene permeabilidad igual a 1 darcy si una diferencia de presión de 1 atm produjera una razón de flujo de $1 \text{ cm}^3/\text{s}$ de un fluido con 1 cP de viscosidad a través de un cubo de 1 cm de lado (ecuación 3.1).

$$1 \text{ darcy} = \frac{1(\text{cm}^3 / \text{s}) 1(\text{cP})}{1(\text{cm}^2) 1(\text{atm} / \text{cm})} = 0,987 \mu\text{m}^2 \quad (5)$$

Términos como permeabilidad absoluta, relativa y efectiva, están relacionados con la cantidad de fluidos (medios) que atraviesan la roca. Si un solo fluido (petróleo, agua o gas) fluye a través de la roca, el término correspondiente es permeabilidad absoluta. Cuando un reservorio contenga dos o más fluidos, entonces se debe estimar la permeabilidad efectiva para cada uno de estos medios. Si el flujo a través de la roca es hecho por más de un fluido, es necesario determinar una permeabilidad relativa (K_{ro} , K_{rw} , K_{rg}). La permeabilidad relativa es definida como el coeficiente de permeabilidad relativa de una fase, durante un flujo multifásico.

Esta propiedad petrofísica puede ser calculada mediante la expresión (6);

$$K = \frac{Q}{A} * \frac{\mu * l}{\Delta p} \quad (6)$$

En forma vectorial la ley que gobierna el flujo a través de un material poroso a baja velocidad puede ser escrita por la ecuación (7).

$$\begin{aligned} \frac{\mu}{k} * v &= -\nabla p + Q \\ \nabla \cdot v &= 0 \end{aligned} \quad (7)$$

Brinkman en 1957 agregó un término adicional a la ley de Darcy, el término corresponde a la viscosidad efectiva $\lambda \Delta v$, quedando la ecuación (7) transformada en la llamada ecuación de Brinkman (8) (Araujo y Araujo, 1997).

$$\begin{aligned} \frac{\mu}{k} * v &= -\nabla p + Q + \lambda \Delta v \\ \nabla \cdot v &= 0 \end{aligned} \quad (8)$$

Siendo

K = Permeabilidad (darcy)

Q = Flujo (cm^3/s)

A = Área de la sección transversal (cm^2)

μ = Viscosidad del fluido (centipoises)

l = Distancia de recorrido del flujo (cm)

Δp = Diferencia de presiones (dynas/cm^2)

v = velocidad de flujo

Aunque la ley de darcy supone la circulación de un solo fluido a través de medios porosos, la gran mayoría de los yacimientos poseen al menos dos fluidos, agua de formación y petróleo lo que establece una competencia por el flujo a través de los canales porosos, para un sistema con características similares, las permeabilidades asociadas a cada fase son función de la saturación (Araujo y Araujo, 1997).

Medición de permeabilidad en núcleos

La medición de esta propiedad en muestras de núcleos, se efectúa en laboratorios, donde la muestra es limpiada con solventes, posteriormente es forzado un flujo de aire longitudinalmente a través de la muestra. “Las mediciones de permeabilidad ordinariamente reportadas en el análisis de núcleos, son referidas a la permeabilidad para aire seco a presión atmosférica, la permeabilidad para agua fresca o petróleo pudiera ser mucho menor, dependiendo de la composición mineralógica de la roca, particularmente de la cantidad y tipo de minerales de arcilla que ésta contenga” (Blatt, 1980).

La precisión de las medidas de esta propiedad en los análisis de núcleos es algo ilusoria, debido a que el análisis de la muestra, no se realiza bajo las condiciones a la cual se encuentra la unidad litológica de interés. Esto afecta de manera considerable, ya que sin las presiones de confinamiento, la matriz de la roca se expande en todas las direcciones, cambiando parcialmente los radios de los poros lo cual reduce los caminos de flujo en la muestra.

“Aún cuando se supone que la Ley de Darcy es independiente del estado del fluido, Klinkenberg observó que cuando el fluido es un gas, la permeabilidad es función de la presión media (ΔP). Esto se debe a que cuando un líquido fluye a través de un medio poroso, las moléculas adyacentes a las paredes quedan inmovilizadas por la fuerza de atracción, siendo por lo tanto cero su velocidad en este punto. Sin embargo, cuando fluye un gas, las moléculas adyacentes a las paredes tienen cierta velocidad, debido a su característica no mojante, que depende en parte de su camino libre medio a través de los poros. Consecuentemente Klinkenberg desarrolló la expresión (9), para la determinación de la permeabilidad corregida K_{ω} , para mediciones de permeabilidad relativas al flujo de gas K_g , b es el parámetro que muestra la influencia del tamaño del poro y el camino libre medio del gas dentro del espacio poroso y p es la presión promedio” (Araujo y Araujo 1997).

$$K_{\infty} = \frac{K_g}{1 + \frac{b}{p}} \quad (9)$$

“Para muestras con alta permeabilidad, la corrección de Klinkenberg es comparable tanto a bajas como a altas presiones de gas. La influencia que esta corrección tiene sobre la permeabilidad observada, depende de la relación entre el camino libre medio de las moléculas y el radio promedio de los canales capilares de los cuales está compuesto el medio poroso. El camino libre medio depende a su vez del peso molecular del gas, de la presión y de la temperatura” (Araujo y Araujo, 1997).

La corrección de Klinkenberg, involucra la realización de varias mediciones de permeabilidad a diferentes presiones de entrada. La permeabilidad calculada se grafica en función de $1/\Delta P$. La permeabilidad verdadera se determina extrapolando los valores medidos en una línea recta, hasta el valor de ($1/\Delta P = 0$). El valor obtenido es equivalente a la permeabilidad que debería obtenerse para un núcleo 100% saturado con un líquido no reactivo. Es por esta razón que la

permeabilidad corregida de Klinkenberg, es denominada K_l ($l = \text{líquido}$) (Araujo y Araujo, 1997).

Porosidad

La porosidad (ϕ) de un material se define como la fracción total de la roca no ocupada por la matriz de la misma, lo cual matemáticamente se puede representar mediante la ecuación (3.3);

$$\phi = \frac{V_P}{V_T} = \frac{V_T - V_S}{V_T} \quad (10)$$

donde V_T es el volumen total (o aparente) de la muestra, V_P es el volumen de espacios huecos (o volumen de poro) entre los granos sólidos y V_S es el volumen real de granos (Santacruz, 2003).

De acuerdo a la conectividad de la estructura porosa se distinguen dos clases de porosidad: absoluta y efectiva. La porosidad absoluta es aquella en cuya estimación se considera el volumen total de poros, estén o no interconectados. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aún no tener conductividad a fluidos debido a la falta de intercomunicación de los poros. La porosidad efectiva es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca. La porosidad efectiva es una función de muchos factores litológicos, los más importantes son: el tamaño de los granos, empaque de los granos, cementación, cantidad y clases de arcillas y estado de hidratación de la misma.

Porosidades medidas en el laboratorio revelan valores entre 10% y 40% para arenas. Las dolomitas y limolitas poseen porosidades entre 5% y 15% con un promedio alrededor de 8%, mientras que para las arcillas se han obtenido valores entre 20% a 45% dependiendo de su origen y profundidad (Araujo y Araujo, 1997).

Las lutitas poseen porosidades aproximadas de 4%. En general se dice que una porosidad es despreciable si $\phi < 5\%$, baja cuando $5\% < \phi < 10\%$, buena si $10\% < \phi < 20\%$ y muy buena cuando $\phi > 20\%$.

Existen varios métodos experimentales para determinar la porosidad, subdivididos en las siguientes categorías: método directo, métodos ópticos, método de inhibición, método de inyección de mercurio, método de expansión de gas y métodos de densidad (Hermoso, 2004).

Medición de porosidad en núcleos

Para la determinación de la porosidad en muestras de roca, se utiliza una muestra cilíndrica de 1 pulgada de longitud y 1 pulgada de diámetro. La porosidad puede ser fácilmente determinada por la expansión de un gas ideal utilizando la ley de Boyle. Alternativamente puede hacerse una estimación utilizando el peso de la muestra saturada con algún fluido de densidad conocida y posteriormente restarle el peso de la muestra seca.

Se debe tener presente que la porosidad de 13 cm^2 de una muestra de roca, puede no ser una medida representativa del paquete litológico la cual es millones de veces mas grande en volumen, particularmente por que el campo de observación revela la porosidad de la zona muestreada, y la propiedad petrofísica puede variar enormemente con la distancia, debido a los factores mineralógicos, de fábrica y/o diferentes escogimientos y empaquetamiento.

Saturación

Es la cantidad relativa de agua, petróleo o gas que pueden estar contenidos en los poros de una roca, esta cantidad es expresada comúnmente como porcentaje del volumen que ocupa en la roca.

García (1990), afirma que para lograr una evaluación de formaciones adecuada, se necesitan saber al menos tres registros básicos: un indicador de permeabilidad, otro para estimar porosidades y por último un registro relacionado con la saturación de fluidos de la formación, el cual es posible determinar mediante lecturas de resistividades, las lecturas proporcionadas por este registro son necesarias para el cálculo de saturación mediante el criterio de Simandoux, ecuación (11), además de proporcionar un indicio del tipo de fluido contenido en la roca reservorio. Las estimaciones de saturación de fluidos en las formaciones nos proporcionan un indicador indirecto adicional de permeabilidad.

$$S_w \approx \frac{R_w}{2 * \phi^2} * \left(\sqrt{\left(\frac{R_{sh}}{V_{sh}}\right)^2 + \left(\frac{4 * \phi^2}{R_w * R_{cl}}\right)} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \quad (11)$$

Donde:

R_w es la resistividad del agua ($\Omega.m$)

R_{cl} es la resistividad de la matriz o arena limpia ($\Omega.m$)

R_{sh} es la resistividad de la lutita ($\Omega.m$)

V_{sh} es la arcillosidad de las formaciones (%)

ϕ es la porosidad de la formación (pu)

S_w es la saturación de agua (%)

REGISTROS DE POZO

Registro sísmico

Las herramientas acústicas están diseñadas para medir los tiempos de viajes y eventos sísmicos (reflexiones) en pozos y sean interpretados como reflectores sísmicos, las reflexiones sísmicas ocurren en la interfase del subsuelo, estas reflexiones están directamente relacionadas con la impedancia acústica. La relación entre estos parámetros está dada por la expresión (12).

$$\text{Impedancia acústica} = \text{Velocidad acústica} * \text{densidad} \quad (12)$$

La velocidad acústica es el recíproco del intervalo de tiempo de tránsito ($\Delta\tau$), medido por la herramienta sónica y puede ser calculada mediante la siguiente fórmula (13)

$$\text{Velocidad} = \frac{10^6}{\Delta\tau \left(\frac{\mu\text{seg}}{\text{pies}} \right)} \quad (13)$$

La herramienta de registro sónico modelo XMAC de BAKER ATLAS, se muestra en la figura 17, el principio de funcionamiento de la herramienta de adquisición, parte de la forma convencional para obtener los datos provenientes de los registros acústicos, que es posible con el uso de 1 transmisor y 2 o más receptores ubicados a cierta distancia, separados por un aislante acústico entre los elementos de la herramienta.

Características de la herramienta:

Transmite ondas compresionales (P) y cizallantes (S), en la formación a través del fluido de perforación. Posee transmisores de baja frecuencia que no requieren corrección por dispersión.

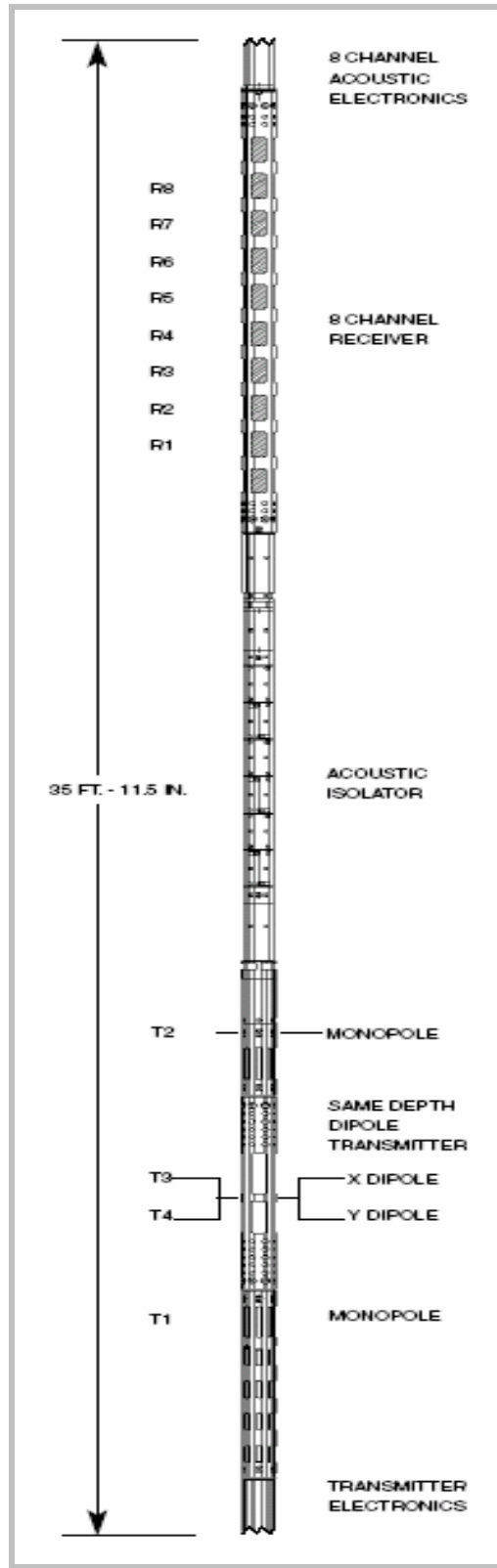


Figura 17. Herramienta acústica Xmac

La herramienta sónica mide la velocidad de las ondas acústicas en las formaciones perforadas en un pozo. El dispositivo genera pulsos de presión cortos y oscilatorios con frecuencias variables entre 0.5 y 30 kHz, que seguidamente por la conversión de modos son generadas varios tipos de ondas viajando hacia arriba y hacia abajo del hoyo, llegando en el orden cronológico descrito a continuación: dos ondas refractadas a través de la formación, compresional y de cizalla, dos ondas directas que se propagan a lo largo de la herramienta y el lodo y dos superficiales en la interfase entre la formación y el lodo, las cuales son las pseudo-Rayleigh y Stoneley (Figura 18).

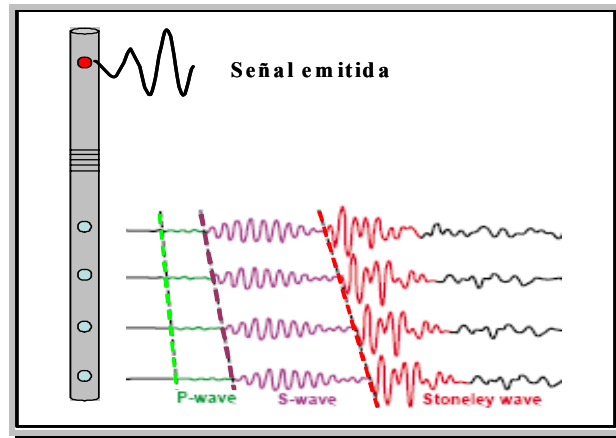


Figura 18. En la imagen se ilustran los tres tipos de ondas grabadas por la herramienta, las cuales son visualizadas en un sismograma para ser procesadas individualmente (Modificado de Qobi, 2001).

El transmisor de la herramienta emite una señal sónica que se propaga a través del fluido hasta las paredes del hoyo, donde ésta es críticamente refractada a lo largo de las paredes, reflejada a través de la interfase fluido-formación hasta el receptor y grabada desde la primera llegada de la onda compresional. Esta medida es conocida como intervalo acústico del tiempo de tránsito (Δt), el intervalo representativo de la distancia entre 2 receptores.

La señal acústica transmitida directamente a través de la columna de fluido hasta los receptores puede no ser tomada por los receptores ya que la velocidad de la onda acústica en los fluidos es mucho más lenta que en los sólidos (formación), en consecuencia, se puede asegurar que las ondas directas transmitidas a través del fluido de perforación no van a interferir en la medición deseada, debido a que los tiempos de grabación de la herramienta están programados para una ventana de tiempo, en la cual las llegadas de estas ondas no pueden ser detectadas. Con respecto a la onda directa propagada a través de la herramienta tampoco es grabado su tiempo de arribo, esto es posible mediante un aislante acústico, esta pieza se encuentra en el medio de la herramienta, separando el panel de receptores del panel de transmisores acústicos, logrando así que los tiempos de ésta onda estén fuera de la ventana de tiempo de grabación. Con estas configuraciones de la herramienta es posible realizar un pre-filtrado de ondas y así sólo obtener las ondas que permitirá obtener los parámetros elásticos y petrofísicos necesarios para la consecución de los objetivos.

Los parámetros petrofísicos obtenidos con el uso de esta herramienta son indirectamente estimados a partir de las propiedades elásticas y físicas de las rocas (e.g. rigidez, compresibilidad, densidad, etc.). Estas últimas son responsables de las lentitudes de las ondas. Partiendo de la estrecha relación entre los parámetros petrofísicos y las propiedades elásticas de las rocas se podrá observar la influencia indirecta de la porosidad, saturación y permeabilidad sobre las lentitudes del grupo de ondas.

Registro de imagen acústica

Las herramientas de imágenes acústicas ultrasónicas, utilizan una metodología común en la aplicación a la industria petrolera, se basa en la rotación de transductores, los cuales operan en modo de “pulse echo” de alta frecuencia, para medir una señal ultrasónica reflejada por la pared del hoyo, la cual es emitida y grabada por el transductor acústico. El transmisor gira seis veces por segundo, adquiriendo 250 muestras de amplitud por cada revolución y sus correspondientes

tiempos de tránsito, De esta manera, la herramienta puede generar una imagen del reflector y poder realizar un análisis detallado de estructuras en los 360 grados de la pared del hoyo. Estas imágenes son generadas por la impedancia acústica contrastante del cuerpo sólido. Estos contrastes son causados por diferencias de cantidades de señales reflejadas.

Las formaciones de alto reflejo acústico son representadas en la imagen por color claro y las formaciones con bajo reflejo acústico son representadas por colores oscuros. Las arenas consolidadas y rocas carbonáticas son ejemplos de formaciones con características de alta reflectividad, las fracturas si no se encuentran rellenas son registradas en las imágenes por colores oscuros, si son abiertas y han sido rellenas se reflejarán por colores claros. En términos generales, los materiales con mayor densidad poseen la mayor cantidad de señales reflejadas (BAKER, 2004).

La amplitud de la señal reflejada puede ser relativa a la impedancia acústica de la roca y el resultado podría ser afectado por el “mudcake” o la rugosidad del hoyo, la cual se presenta en la imagen con colores oscuros (figura 19).

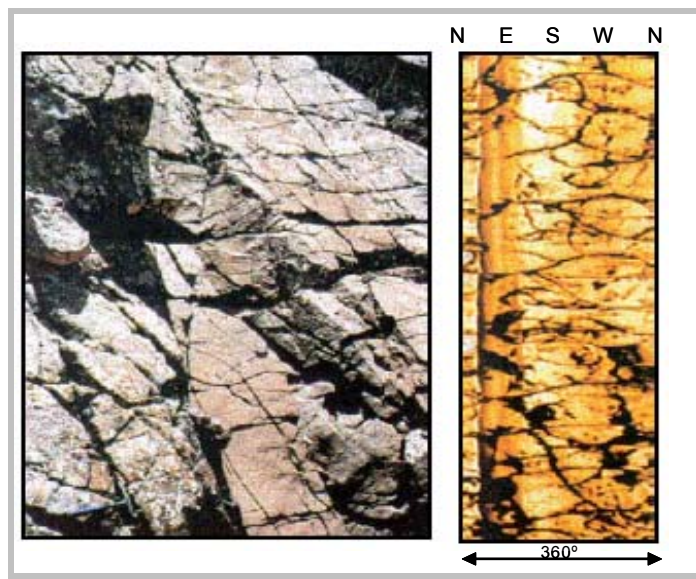


Figura 19. Comparación de una formación fracturada (izquierda), con un registro de imagen acústica (modificado de BAKER, 2004)

Las herramientas modernas generadoras de imagen usan frecuencias entre 250 kHz y 450 kHz, la atenuación de señales acústicas aumenta con el incremento de la frecuencia, aunque disminuyéndola también se han encontrado casos donde se aprecia poca resolución.

La herramienta utilizada para la adquisición de imagen acústica de la compañía Baker Atlas es el CBIL, las aplicaciones de esta herramienta son para usos diversificados tales como:

- a) Caracterización de sistemas de fracturas
- b) Determinación de buzamientos estructurales
- c) Variación de litologías y porosidades
- d) Inspección del encamisado del hoyo

Registros de Rayos Gamma natural

En el subsuelo hay diversas fuentes de elementos químicos radioactivos, los cuales están presentes en diferentes unidades litológicas, que a su vez son de particular interés en la industria petrolera.

La radiación natural de elementos como el uranio U , torio Th , y potasio K , son detectados e identificados por la herramienta de registro de pozo mediante la captación de radiación de rayos gamma, los conteos de estos niveles de radiación están directamente asociados a la litología, fallas y zonas de fracturas.

La identificación de potenciales zonas de fracturas o planos de fallas, están relacionadas con la razón de señales emitidas por segundo, que en su mayoría están compuestas por rayos gamma provenientes del uranio. Para una misma señal, con mayor contenido de uranio y con moderada emisión de rayos gamma del torio, puede ser un indicativo de rocas fosfáticas. Inclusive, otro caso sería una

señal con alto contenido de radiación de potasio y bajo en uranio y torio, la cual será interpretada como indicador de una formación con alto contenido de arcillas tipo illita. En general, el contenido en las rocas de potasio, uranio y torio, nos proporcionan indicios para identificar con cierto grado de exactitud la litología de las formaciones. La unidad básica de medición en los registros de rayos gamma es 1 API, esta unidad fue establecida por el Instituto Americano de Petróleo, las lecturas promedios en unidades API para la lutita y arenas limpias son aproximadamente 120 unidades API y 15 unidades API, respectivamente.

La herramienta para obtener los registros de rayos gamma emitidos, puede ser aplicada para hoyos con todos los tipos de fluidos de perforación, incluso estando abiertos y encamisados, el dispositivo es ideal para distinguir entre potenciales rocas productoras y los estratos lutíticos.

Registros de densidad.

La herramienta de registros de densidad, se basa en la teoría atómica, como principio utiliza un átomo cargado positivamente, orbitando electrones en su alrededor. Un fotón interactuará con el núcleo o los electrones, dependiendo de la sección transversal del material involucrado. Los tres fenómenos que caracterizan las interacciones con la materia, son; producción de pares, difusión de Compton y absorción fotoeléctrica.

La magnitud del efecto Compton es proporcional a la densidad electrónica de la formación prospectada y ésta a su vez, proporcional a la densidad. La densidad electrónica es el número de electrones por unidad de volumen, representada por la expresión (14).

$$\eta_e = N * \left(\frac{Z}{A} \right) * \rho \quad (14)$$

Donde N es el número de Avogadro ($6.02 \cdot 10^{23}$), Z es el número atómico y ρ la densidad del material. La fuente de energía más común utilizada por las herramientas de pozo es el cesio₁₃₇, la cual emite fotones a 0.662 MeV, lo que hace que la producción de pares sea insignificante en la interpretación de los registros de densidad.

Bajo los principios teóricos descritos la herramienta tiene la capacidad de medir características relacionadas a la densidad de las rocas analizadas en el hoyo, de todas las medidas hechas por los registros sensibles a la porosidad en las rocas, ésta es la medición más importante debido a que la densidad obtenida es la densidad media (ρ_b), la cual es el valor más relacionado directamente con la porosidad efectiva de la formación, para este cálculo de porosidad es necesario un previo conocimiento de la litología y densidad de los fluidos presentes. La relación existente entre estos parámetros y la porosidad están expresados en la siguiente relación (ecuación 15).

$$\Phi_d = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)} \quad (15)$$

Donde:

Φ_d es la porosidad estimada por el registro de densidad (pu)

ρ_{ma} es la densidad de la matriz de la roca (gr/cm^3)

ρ_b es la densidad media (gr/cm^3)

ρ_f es la densidad del fluido (gr/cm^3)

Los detectores de la herramienta deben hacer buen contacto con las paredes del hoyo durante la corrida del dispositivo, de no ser así la influencia de los fluidos presentes en el hoyo tendrán un efecto indeseado en las mediciones. La herramienta es considerada la más efectiva a la sensibilidad de la porosidad, es por ello que se corre en conjunto con la herramienta neutrónica, la cual es la más sensible a los cambios litológicos y así de forma conjunta obtener resultados confiables para definir litología y porosidad de las formaciones.

La respuesta de la herramienta es independiente del diámetro del pozo para un rango comprendido entre 6 y 9 pulgadas, en hoyos mayores de 9 pulgadas, 0,005 g/cm³ deben ser añadidos a las medidas por cada pulgada adicional cuando la herramienta haya sido corrida en fluido, y para cuando haya sido en lodo el valor es 0,01 g/cm³.

Registro neutrónico.

Una fuente radioactiva emite neutrones de alta energía (~5 MeV) en todas las direcciones hacia la formación sondeada, formando una especie de nube esférica, éstos colisionan con los núcleos de los elementos que constituyen la roca, perdiendo así una considerable cantidad de energía en cada choque. Esta pérdida de energía depende de la masa nuclear del elemento con el que colisiona y del tipo de interacción que ocurre. Dichos neutrones moderados por colisiones durante su camino, alcanzan niveles de energía muy bajos o termales (~0,025 MeV), hasta que son absorbidos o capturados por los núcleos de los átomos presentes en la formación, este fenómeno puede presenciarse mediante una nube de neutrones alrededor de la fuente, extendiéndose hasta un máximo de 2 pies.

La densidad y extensión de la nube es directamente proporcional a las cualidades absorbentes de la formación (coeficiente de absorción). En otras palabras, el tamaño de la nube varía en función de la cantidad de hidrógeno contenida en las formaciones, mientras mayor sea el contenido de hidrógeno, más pequeña será la nube y viceversa.

El detector de la herramienta registrará una cantidad de pulsos, que son a su vez proporcionales al tamaño de la nube de neutrones, lo cual está inversamente relacionado con los espacios porosos de la roca, ya que todo el hidrógeno contenido en formaciones limpias se encuentra en los espacios porosos.

Registro de resistividad.

La empresa Baker Hughes Incorporated dispone de dos tipos de herramientas de pozo para medir la resistividad: herramientas de inducción electromagnética y herramientas de electrodo enfocado. La herramienta de inducción electromagnética se basa en el envío de una corriente alterna de alta frecuencia a través de bobinas transmisoras, éstas generan un campo magnético, el cual induce corrientes secundarias dentro de la formación cercana a la pared del hoyo. El flujo de electrones inducidos en la formación genera un campo magnético, que a su vez genera señales detectadas por la bobina receptora. La señal recibida es proporcional a la conductividad de la formación.

El otro modo de estimar resistividades es mediante el uso de la herramienta de electrodo enfocado, ésta emplea un electrodo de corriente pequeña entre dos electrodos guardianes. Se aplica una corriente constante al electrodo central, mientras se aplica una corriente auxiliar de polaridad similar a los electrodos guardianes. Automática y continuamente la corriente en los electrodos guardianes se ajusta para mantener un diferencial de potencial igual a cero entre el electrodo central y los electrodos guardianes, y se fuerza a la corriente a fluir hacia la formación. Se obtienen caídas de potencial cuando la corriente fluye a la formación, y estas caídas de potencial están relacionadas con la resistividad de la formación.

Los valores de resistividad medida con registros, generalmente son una función de la cantidad y tipos de fluidos contenidos en la formación en sus espacios porosos. Generalmente el registro de resistividad es el registro base de correlación, es decir, éste es el registro usado para marcar topes y bases de formaciones, espesores, etc., y luego correlacionar esta información con otros pozos.

Correlación de registros de pozos

Para lograr una evaluación de formaciones adecuada, es necesario obtener varios registros con el fin de correlacionarlos. Los registros petrofísicos que deben ser considerados para la estimación de permeabilidad de formaciones, deben ser; rayos gamma, neutrón, densidad, resistividad. Una evaluación de formaciones no menos importante son las realizadas con los registros sísmicos, de los cuales se puede extraer y procesar la onda Stoneley, que es de especial interés para la estimación de permeabilidad, debido a su comportamiento en zonas permeables, que a su vez pueden corroborar los resultados de los registros mencionados.

Las formaciones reservorios deben poseer un mínimo nivel de permeabilidad, de lo contrario ésta no podría ser una formación productora de hidrocarburos, la permeabilidad puede ser incrementada artificialmente por fracturamiento hidráulico y/o aplicación de sustancias ácidas a la formación, para lo cual debe poseer una permeabilidad pre-existente (WESTERN, 1995).

La localización de capas permeables son el objetivo principal de esta investigación, dichos estratos pueden ser identificados rápidamente por algunos de los siguientes indicadores provenientes de los registros y sus procesamientos.

- a) Porosidad
- b) Litología
- c) Evidencias de invasión
- d) Resultados de los gráficos cruzados
- e) Evidencias de “mudcake” indicadas por el calibre
- f) Comportamiento de algunos tipos de ondas.

Estos indicadores indirectos de permeabilidad, tienden a confirmarse unos con otros. La indicación de parámetros petrofísicos tales como porosidad, densidad y permeabilidad indicados por algunos de los registros, tales como: acústicos, densidad, o neutrón, pueden aportar información de utilidad para localizar con precisión las mencionadas zonas de interés para la investigación.

CAPÍTULO 4

METODOLOGÍA

Partiendo del conocimiento de la influencia que tiene la permeabilidad en la atenuación, velocidad de fase y frecuencia de la onda Stoneley, se ha generado el presente proyecto de investigación en el que se utilizaron algunos pozos perfilados por la compañía Baker Atlas en el campo Oritupano, que adicional a los registros básicos de petrofísica (densidad, neutrón, GR, resistividad), se encuentran los registros acústicos de pozos, análisis de núcleos y registros de imágenes acústicas, los cuales sirvieron de apoyo en las estimaciones de permeabilidad basadas principalmente en el análisis de la onda Stoneley, adquirida con el registro sónico multipolar

Lograr una predicción de permeabilidad para el campo Oritupano, fue posible mediante procedimientos soportados por los programas propiedad de Baker Atlas: “CRA” “*Wavesprn*” y “*Waveperm*”, el procedimiento clave para lograr el objetivo, fue la comparación de las mediciones de la onda Stoneley bajo condiciones reales, con el comportamiento de una onda sintética bajo las condiciones geológicas de una formación sintética modelada con permeabilidad cero, el mencionado procedimiento de comparación se realizó para dos pozos seleccionados del área de estudio, en los que fue corrida la herramienta acústica multipolar.

La metodología de investigación ejercida para llevar a cabo este proyecto estuvo dividida en cuatro etapas de procesamiento:

- i.* Determinación de lentitudes de las ondas compresionales y cizallantes.
- ii.* Evaluación petrofísica
- iii.* Procesamiento y análisis de la onda Stoneley.
- iv.* Comparación de los modelos sintéticos de permeabilidad cero con los modelos medidos, calibrados con mediciones de permeabilidad hechas en laboratorio.

Dichas partes son detalladas en la próxima sección, la figura 20 muestra un esquema general de las etapas fundamentales del método de investigación seguido, en ella se ilustran las etapas distinguidas por colores.

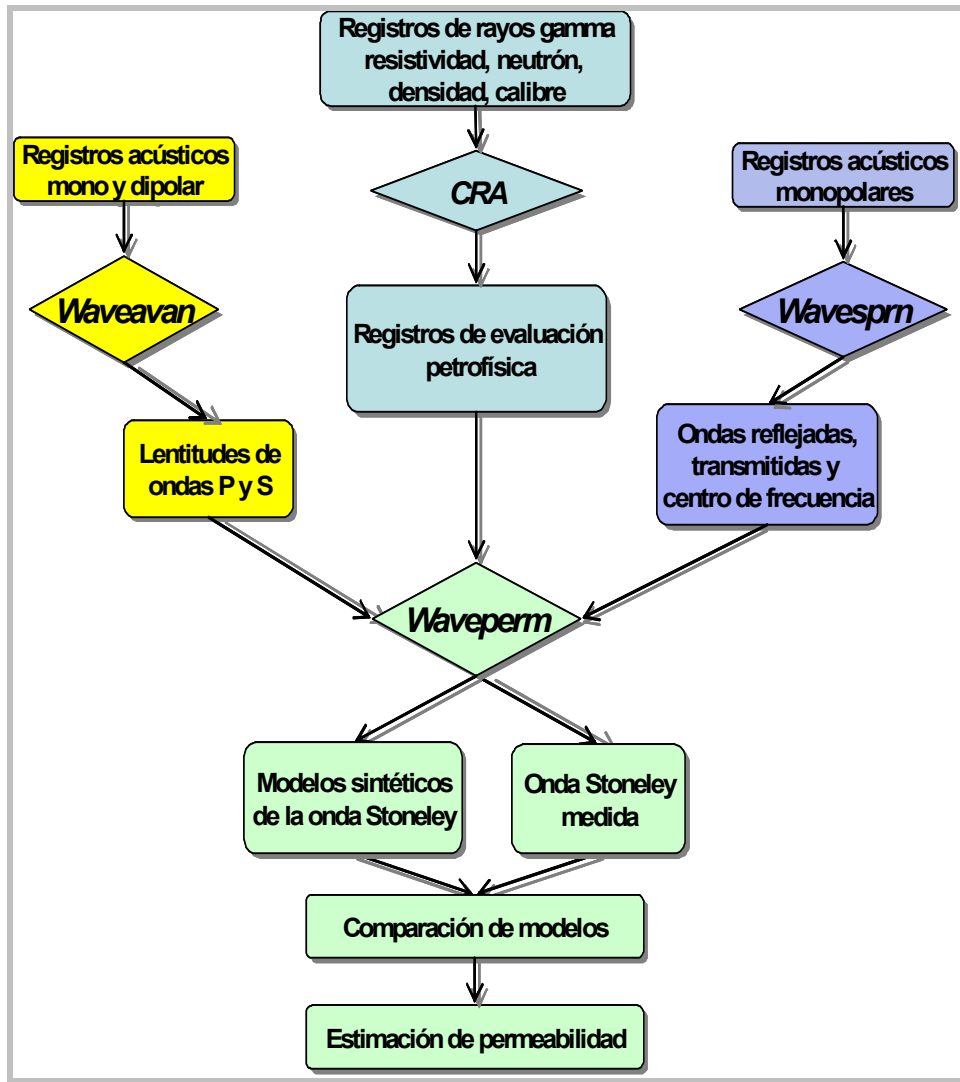


Figura 20. Esquema de las etapas de procesamiento realizadas para la estimación de permeabilidad, las etapas se encuentran diferenciadas por colores, los rombos indican los programas utilizados.

MODELOS DE EVALUACIÓN PETROFÍSICA

Con el propósito de afianzar geológicamente los resultados de permeabilidades obtenidos, fue necesario generar los modelos de evaluación petrofísica para cada pozo seleccionado, basado en los registros corridos, entre estos registros se encuentran los de rayos gamma, densidad, neutrón, calibre, resistividad media y resistividad profunda, Estas curvas provenientes de campo fueron los datos de entrada para el programa de análisis petrofísico de yacimientos complejos (“CRA”). Los resultados de este procesamiento fueron: saturación de fluidos bajo el criterio de Simandoux, arcillosidad (V_{sh}) y determinación de los tipos de litología a partir de el procedimiento de graficación cruzada, con el uso de los registros de densidad y neutrón, este ultimo resultado es mostrado indicando el porcentaje en volumen para cada tipo de litología en función de la profundidad, conjuntamente es graficada la curva de porosidad en proporción volumétrica a la formación. Con la ayuda de un programa de visualización se pudo generar una plantilla en la cual se desplegaron las curvas adquiridas y las calculadas.

El esquema del procesamiento seguido para la evaluación petrofísica se describe en la figura 21, en la cual se muestran los resultados obtenidos que son representados por las curvas de saturación, litología y porosidad.

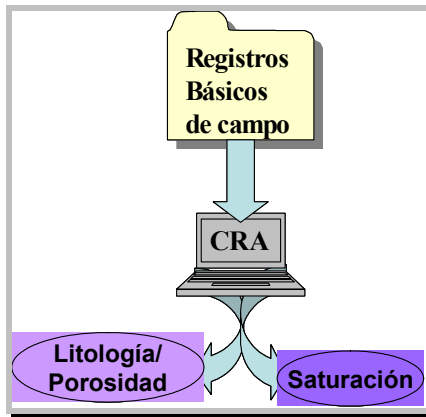


Figura 21. Diagrama de procesamiento para la obtención de curvas de porosidad, saturación y litología

Los parámetros de control trabajados en el procesamiento fueron referentes a; características generales del hoyo, determinación de litología y volúmenes de arcilla contenidos en las formaciones (*Vsh*), cálculo de saturación y porosidad.

Los parámetros característicos del hoyo fueron los primeros datos introducidos para cada uno de los pozos, dichos parámetros y valores se encuentran reportados en la tabla1. De igual forma, se encuentran reportados los valores establecidos en los parámetros de control para la determinación de litología y sus contenidos de arcilla (*Vsh*), al igual que los parámetros para los cálculos de saturación y porosidad.

Tabla 1. Parámetros y valores establecidos en el programa “CRA” para el modelado petrofísico de los pozos evaluados. Los parámetros manipulados pertenecen a cuatro grupos de control: Características del pozo, arcillosidad de las formaciones (*Vsh*), determinación de porosidad y litología mediante la técnica de graficación cruzada y cálculo del porcentaje de saturación por el criterio de Simandoux.

<i>Parámetros de procesamiento trabajados para generar los modelos de evaluación petrofísica</i>		
Características del Pozo	Pozo A	Pozo B
Tamaño de Mecha (in.)	8.75	8.75
Gradiente de Temperatura (°F/100ft)	1.59	1.2
Temperatura a profundidad de Referencia (°F)	199	164
Profundidad de Referencia (Pies)	7507.5	7022
Volumen de arcilla (Arcillosidad)		
Valor Mínimo de GR en formación limpia (°API)	0	0
Valor Máximo de GR en lutitas (°API)	98	99
Parámetros de porosidad y litología (Densidad-Neutron)		
Porosidad neutrón de lutita (pu)	60	60
Max. porosidad neutrón de arena limpia (pu)	30	24
Densidad de Lutita (gr/cc)	2.3	2.44
Mín. densidad de arena limpia (gr/cc)	1.98	2.13
Mínima densidad de la matriz (gr/cc)	2.65	2.65
Densidad de arenisca (gr/cc)	2.51	2.54
Parámetros de calculo de saturación (Simandoux)		
Factor de formación (a)	1	1
Exponente de saturación	2	2
Exponente de cementación	2	2
Resistividad de la lutita (Ω .m)	1	4
Resistividad del agua (Ω)	0.036@75°F	0.08@75°F

El cálculo de saturación de fluidos realizado por el programa “*CRA*” fue según la relación de Simandoux (11), los valores referentes al factor de formación y exponente de saturación, son constantes establecidas para los pozos considerados con matriz arenisca, la resistividad del agua fue un valor promedio establecido con la ayuda del gráfico de Pickett, la resistividad del lodo de perforación, y temperaturas de referencia para la cual se hicieron estas medidas fueron especificadas por los datos de campo.

En la figura 22 se muestra una ilustración de los resultados obtenidos en esta parte del procesamiento, los cuales son los registros de saturaciones de fluidos en las formaciones, volúmenes de arcillas y litotipos, acompañados de los registros básicos obtenidos en campo. La figura está graficada en escala 1:1000 con unidades de profundidad expresadas en pies

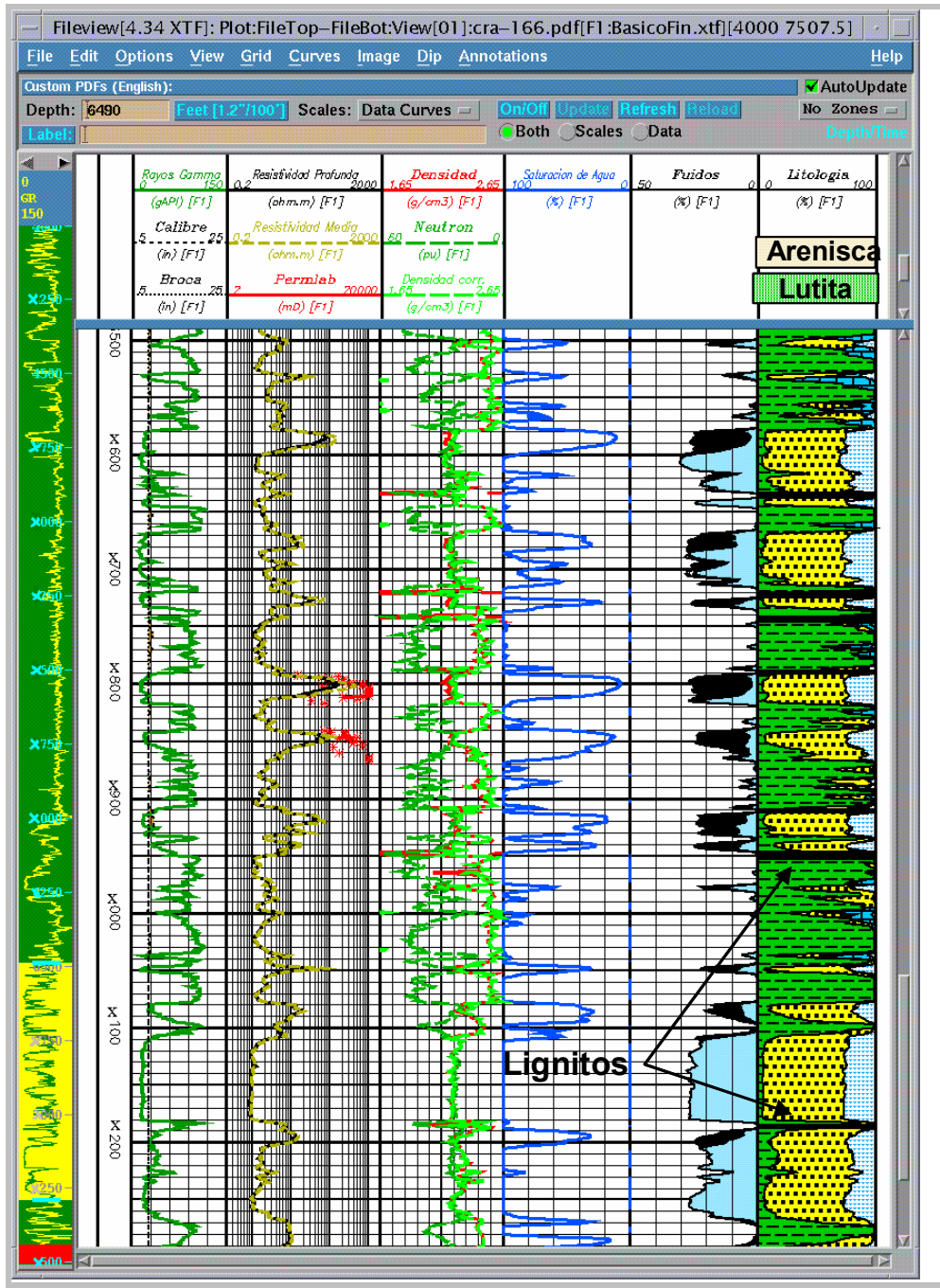


Figura 22. Modelo de evaluación petrofísica de un pozo

DETERMINACIÓN DE LENTITUDES

Procesamiento y filtrado de ondas.

Con el uso de la herramienta acústica multipolar se obtuvieron los registros con los modos de excitación monopolar y dipolar, a partir de éstos se pudieron observar sus sismogramas y con éstos determinar las lentitudes para las ondas compresionales, cizallantes y Stoneley en cada pozo. Para obtener las características de las mencionadas ondas, fue necesario el uso del programa “*Waveavan*”. El programa usó como datos de entrada las señales grabadas por la herramienta acústica multipolar, dichas señales fueron representadas por el programa en sismogramas de 8 canales, de esta forma se pudo lograr una visualización del grupo de ondas y ajustar los parámetros de filtrado con mayor precisión. Los parámetros ajustados por el usuario, adicionales al rango de frecuencia establecido para el filtro pasa banda, fueron: manipulación de los límites de una ventana en tiempo para el gráfico de correlación de las primeras llegadas correlacionadas para cada tipo de onda.

Las lentitudes de estas ondas fueron computadas por el programa cada 0.5 pies mediante el procedimiento de semblanza (“*Slowness Time Coherence*”), para que estos valores computados fueran coherentes, se ajustaron los límites de Δt máximo y mínimo (lentitudes), dentro de los cuales el programa sólo puede calcular valores de la cantidad recíproca a la velocidad para cada tipo de onda.

De los sismogramas obtenidos por la herramienta en su modo de excitación monopolar se extrajeron las lentitudes de las ondas compresional y Stoneley, mediante el uso del programa “*Waveavan*” y la manipulación de los parámetros de filtrado por frecuencia, correlación y de semblanza (“*STC*”). El primer ajuste realizado fue el establecimiento del rango de frecuencia, para que el programa pudiese correlacionar las primeras llegadas de la onda comprendida en el ancho de banda establecido, posteriormente fueron ajustados los límites de la ventana de correlación.

Mediante un procedimiento análogo seguido para la obtención de las lentitudes de las ondas contenidas en el modo monopolar (compresionales y Stoneley), se logró la obtención de la onda flexural y su lentitud, en el modo de excitación dipolar de la herramienta. Este parámetro fue necesario determinarlo con el objetivo de obtener así las lentitudes de la onda de cizalla para cada pozo, ya que la onda S en formaciones blandas es en ocasiones de mayor lentitud que la velocidad en los fluidos del hoyo, por lo tanto no es segura la obtención de su velocidad en las formaciones (Hernández, 2001).

En la figura 23 se puede visualizar la ventana de control del programa “Waveavan”, en ésta se observan resaltados los parámetros manipulados para la obtención de los (Δt): DtC, DtS y DtSt, *i.e.* lentitudes de las ondas compresionales, cizallantes y Stoneley respectivamente. Dichas lentitudes fueron calculadas mediante la técnica de procesamiento de semblanza (STC) y corroboradas con el procedimiento de apilamiento de la enésima raíz de orden 4. Hernández (2001) afirma que la efectividad de algún método en particular dependerá de las características de los sismogramas grabados.

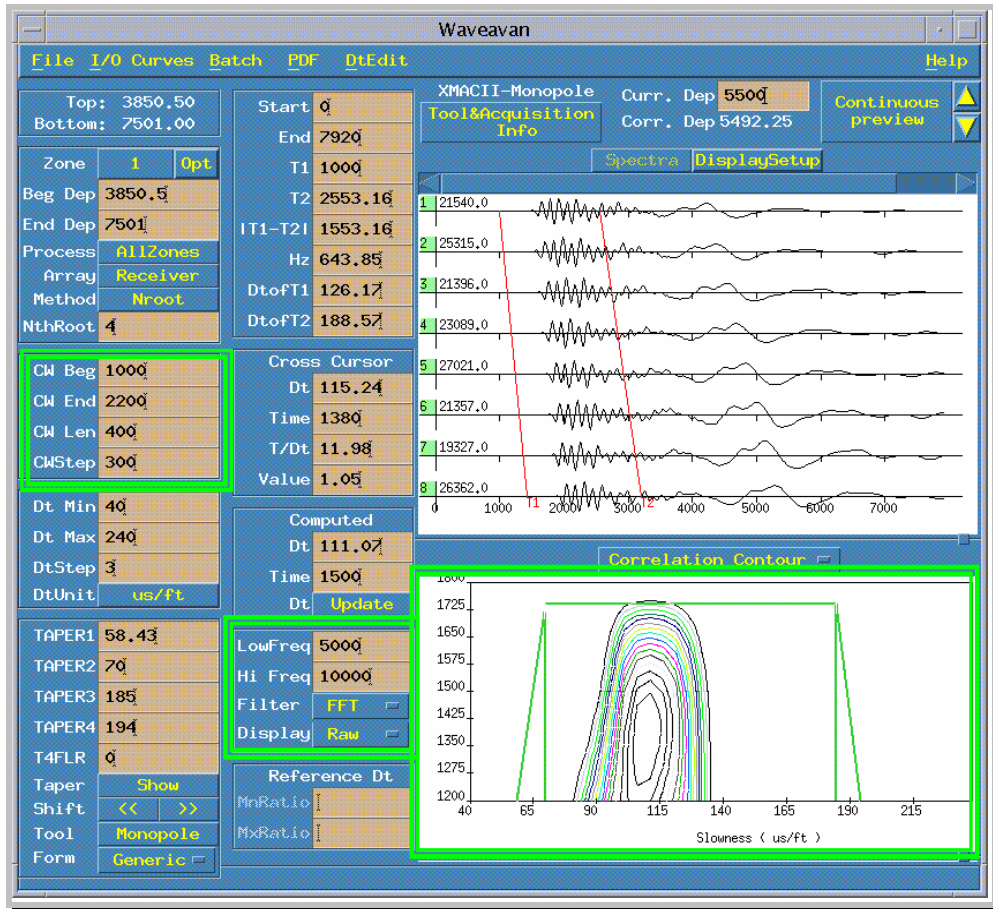


Figura 23. Ventana de procesamiento del programa “Waveavan”, en ella se muestran los parámetros de control manipulados por el usuario

En la tabla 2 se encuentran los valores de los parámetros establecidos en el programa “Waveavan” para cada uno de los pozos y los tipos de ondas procesadas. El resultado de esta parte del procesamiento fueron las curvas de lentitudes para las ondas compresionales y las cizallantes extraídas de las ondas flexurales, las cuales son representadas sobre el gráfico de correlación (figura 24).

Tabla 2. Parámetros y valores establecidos en el programa “Waveavan” para la obtención de las lentitudes en función de la profundidad para cada tipo de ondas en cada uno de los pozos evaluados.

<i>Parametros de procesamiento manipulados para extraer los diferentes tipos de ondas</i>						
			Ondas P	Ondas S	Onda Stoneley	
Pozo A	Ventana de Correlacion	Comienzo	(μs)	1000	2000	3500
		Final		2200	6000	7000
	Dt	Mínimo	(μs)	40	110	150
		Máximo		240	350	500
	Frecuencia del filtro pasabanda	Mínima	(Hz)	5000	300	200
		Máxima		10000	2350	1500
Pozo B	Ventana de Correlacion	Comienzo	(μs)	1000	2500	3000
		Final		2500	5000	4000
	Dt	Mínimo	(μs)	40	100	150
		Máximo		200	400	500
	Frecuencia del filtro pasabanda	Mínima	(Hz)	5500	2000	150
		Máxima		10000	3000	1300

Las lentitudes de las ondas compresionales y cizallantes obtenidas a través del programa son ejemplificadas en la figura 24, donde en ella se observan 6 pistas, en las 2 primeras se representan la profundidad, el registro de rayos gamma y el diámetro del hoyo, en la tercera pista, el correlograma y la lentitud de la onda compresional (curva roja), en la cuarta pista se graficó el sismograma y la curva roja indica el tiempo de primeras llegadas. De igual forma se representan las características de la onda cizallante en las pistas cinco y seis.

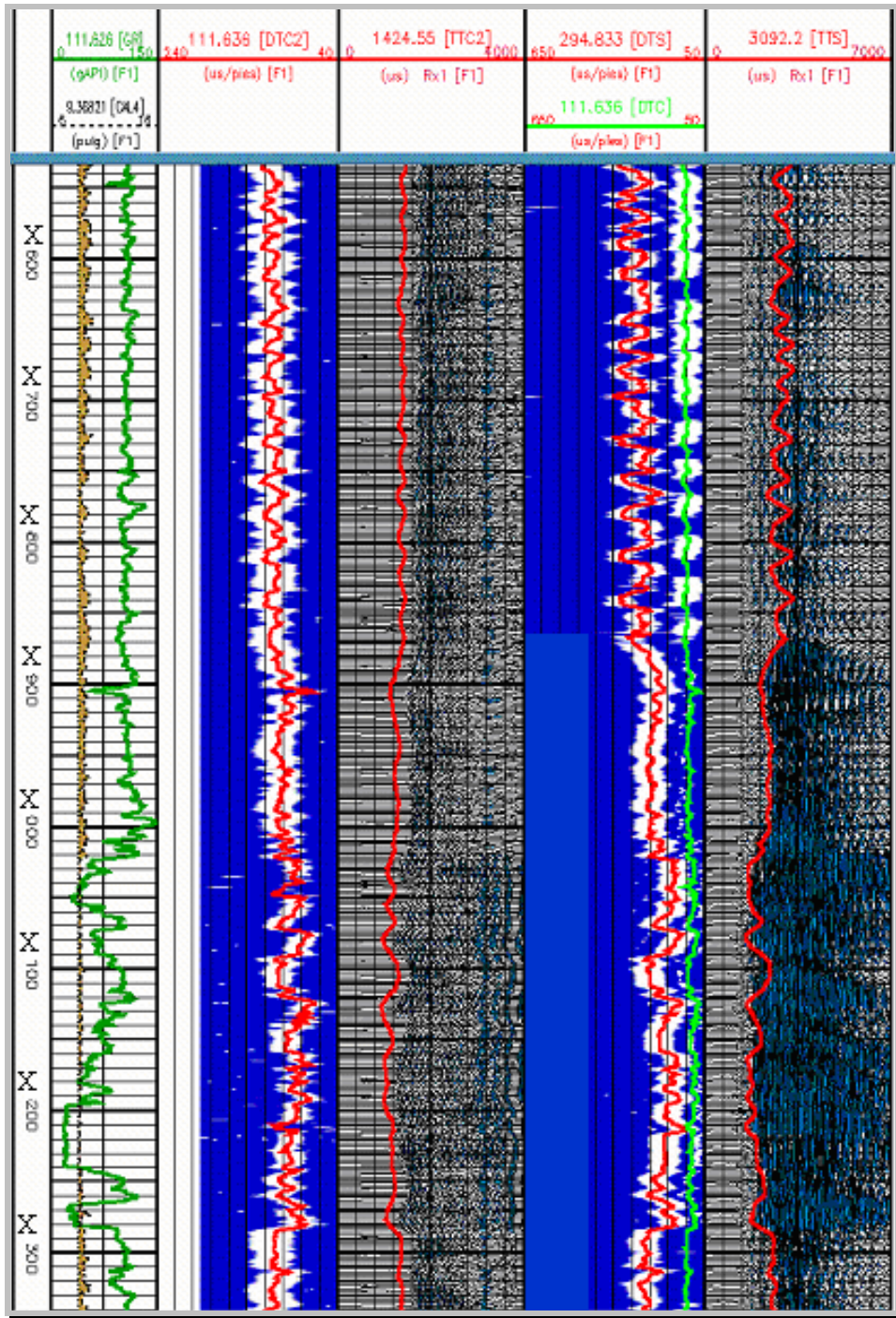


Figura 24. Registro acústico, en el se muestran las curvas de lentitudes (pistas 3 y 5) para las ondas compresionales y cizallantes respectivamente, además de GR y “caliper”, en las pistas 4 y 6 se ilustran los sismogramas con las curvas de los tiempos de las primeras llegadas (curva roja).

PROCESAMIENTO DE LA ONDA STONELEY

La primera fase de esta etapa de procesamiento, consistió en separar del grupo de ondas la onda Stoneley, proveniente de las señales acústicas adquiridas por la herramienta XMAC en su modo monopolar, luego de este procedimiento de extracción realizado con el uso del programa “*Waveavan*”, el programa “*Wavesprn*” procesó estos resultados separándolas en las ondas Stoneley transmitidas y reflejadas, tanto ascendentes como descendentes. Las reflexiones de la onda Stoneley y la curva de reflectividad fueron usadas para localizar fracturas y/o límites de estratos en la formación, debido a eventos en el sismograma. Adicionalmente, el “*Wavesprn*” calculó la lentitud de la onda Stoneley transmitida y el centro de frecuencia para cada profundidad en intervalos de 0,5 pies, estas curvas calculadas fueron almacenadas en un archivo de salida requerido por el próximo programa de procesamiento para la estimación de los índices de permeabilidad.

Separación de ondas.

El procesamiento de separación de ondas consiste en individualizar la onda en tres eventos: onda transmitida desde el transmisor al receptor (**DWVTR**), onda reflejada desde el receptor hasta el transmisor (**RWVRT**) y la onda reflejada desde el transmisor hasta el receptor (**RWVTR**), (figura 25).

En la figura 25 se muestra un sismograma sintético representando el comportamiento de las ondas transmitidas (**DWVTR**), ascendentes (**RWVTR**) y descendentes (**RWVRT**) reflejadas, estas ondas fueron desplazadas en tiempo hasta el medio del arreglo de los receptores de la herramienta y luego apiladas para proporcionar una onda para cada intervalo de profundidad sondeada.

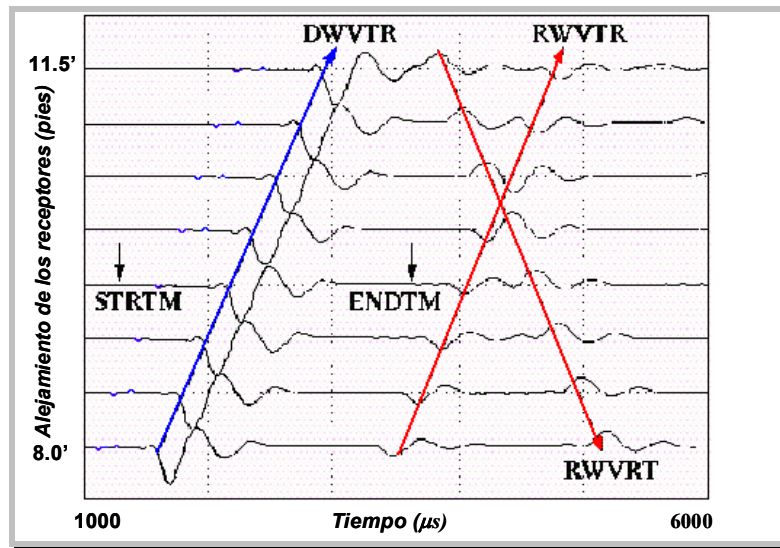


Figura 25. Sismograma sintético de la onda Stoneley (Modificada de WESTERN 1995).

Luego de haber concluido el proceso de separación del campo de ondas Stoneley, se calculó a partir de los datos de la onda directa (*DWVTR*), el centro de frecuencia de la onda en cada intervalo de profundidad mediante la expresión (17).

$$F_{ctr} = \frac{\sum [freq * A(freq)]}{\sum A(freq)} \quad (17)$$

Donde *A (freq)* es el espectro de amplitud de la onda en función de la frecuencia.

A cada profundidad, la onda reflejada (*RWVRT*) descendente y la onda directa transmitida (*DWVTR*), son comparadas usando el método de correlación cruzada. Esta comparación provee el retardo relativo entre las dos ondas mencionadas que es llamado (*RLAG*) y la reflectividad efectiva (*REFLO*). De acuerdo a estas curvas es localizado el reflector, cuando el valor de (*RLAG*) es cero. La desviación típica de este ajuste de la curva proporciona por promedio la curva de reflectividad de alta resolución (*REFL*), la cual proporciona en el registro obtenido, la ubicación del reflector (figura 26).

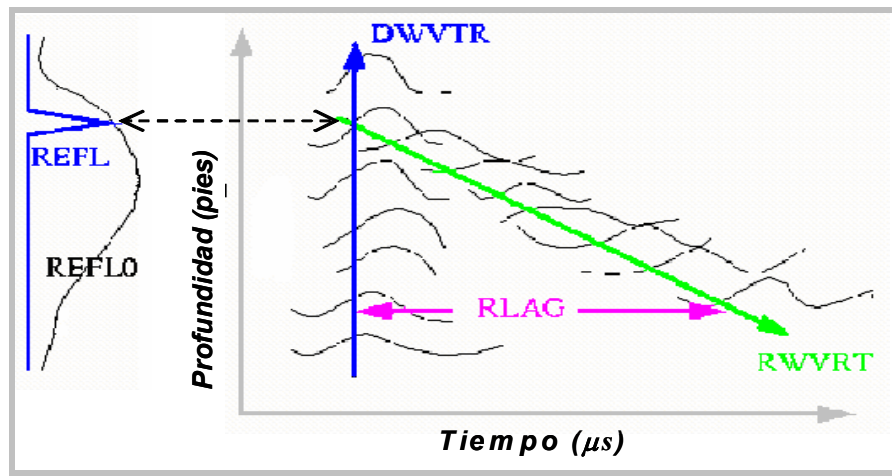


Figura 26. Diagrama de los elementos para el cálculo de reflectancia. El programa utiliza los datos *RLAG*, *REFL* y *REFLO* para obtener la ubicación y reflectividad de un evento (fractura, derrumbe o estratificación), (Modificada de WESTERN 1995).

El proceso de separar la onda Stoneley, consistió en el aislamiento de las ondas reflejadas y la onda refractada (transmitida), la onda transmitida es la onda que mayor importancia tiene para el alcance de los objetivos de la investigación. La extracción de esta información proveniente del registro acústico monopolar se logró con la manipulación de los parámetros descritos en la tabla 3, donde se muestran los valores establecidos para cada pozo.

Tabla 3. Valores de parámetros utilizados para lograr la obtención y separación de la onda Stoneley y su centro de frecuencia, con el uso del programa “Wavesprn”.

<i>Parámetros de procesamiento manipulados para la separación de ondas Stoneley reflejadas y transmitidas</i>		
<i>Cálculo de lentitud</i>	Pozo A	Pozo B
<i>VENTANA DE CORRELACIÓN</i>		
Limite inferior (μs)	3500	3000
Limite superior (μs)	7000	6000
<i>LIMITES DE LENTITUD</i>		
Valor mínimo (μs)	150	150
Valor máximo (μs)	400	500
<i>FRECUENCIA DE FILTRADO</i>		
Frecuencia mínima (Hz)	200	150
Frecuencia máxima (Hz)	1400	1500

En la figura 27 se puede apreciar una ilustración del tipo de resultado obtenido mediante esta etapa de procesamiento, la imagen está compuesta por varias pistas, entre las cuales se destacan: la pista 1 en la que fue graficada la curva del centro de frecuencia y la lentitud de la onda Stoneley, en la pista 4 se encuentran las ondas reflejadas descendentes en combinación con el tiempo de retardo y el diámetro del hoyo (“caliper”), en la pista 6 se graficó el tiempo de la onda Stoneley transmitida, la cual será utilizada por el programa “Waveperm” para la comparación con el modelo sintético.

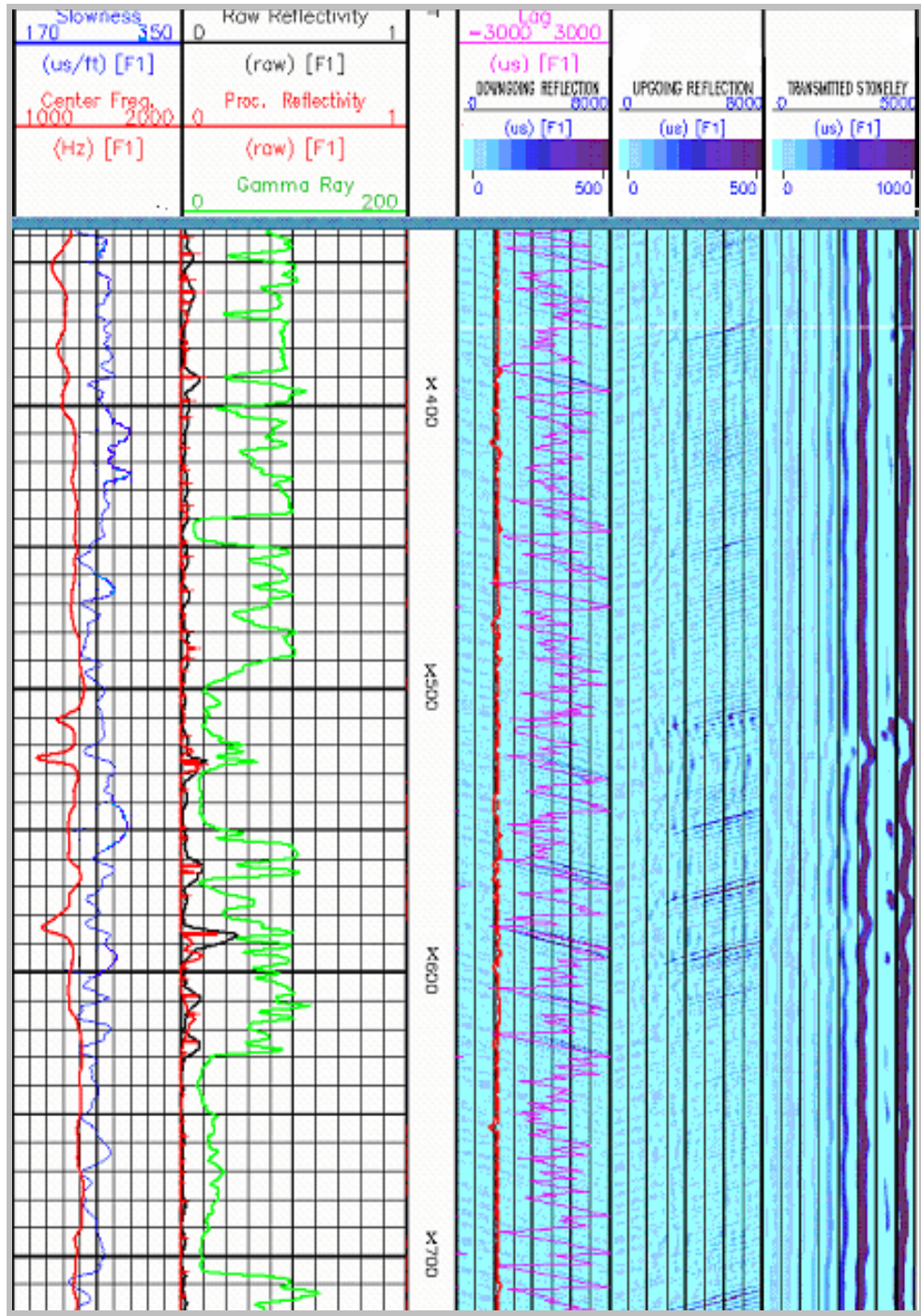


Figura 27. Grafico de separación de ondas, en las pistas 4, 5 y 6 se encuentran graficados los tiempos de arribo de las ondas Stoneley reflejadas (descendentes y ascendentes) además de la onda Stoneley refractada respectivamente.

ESTIMACIÓN DE PERMEABILIDAD A PARTIR DE LA ONDA STONELEY

Realizar las estimaciones de la curvas de permeabilidad del campo Oritupano, requirió el aislamiento y extracción de la onda Stoneley transmitida (refractada), proveniente del campo de ondas, la mencionada onda es requerida en esta etapa de procesamiento, la cual se obtuvo mediante el programa “*Wavesprn*”.

“*Waveperm*” utilizó un procedimiento de modelado sintético (Tang y Cheng, 1996; Gelinsky y Tang, 1997) para modelar los efectos causados por cambios de las propiedades elásticas en las formaciones y por el diámetro del hoyo a lo largo de la trayectoria de las ondas, mediante la información de los registros de densidad, “caliper” y determinación de lentitudes de ondas sísmicas. El programa genera una curva sintética de lentitud de la onda Stoneley con la información de pozo, basada en las respuestas de los registros indicados anteriormente, determinadas en las etapas de procesamiento anteriores (“*Waveavan*”, “*CRA*”).

La forma de onda sintética de la fuente a cualquier profundidad es convolucionada con el modelo petrofísico sintético, para obtener el comportamiento de la forma de onda de la onda Stoneley sintética bajo condiciones geológicas modeladas con permeabilidad cero.

El programa calculó mediante la comparación de la onda medida y la onda sintética, el cambio del centro de frecuencia y el retardo del tiempo de viaje de la onda relacionada (Stoneley transmitida) con la onda sintética, los cuales fueron los parámetros indicadores de la propiedad petrofísica de interés. La permeabilidad afecta en forma directa a la onda Stoneley. Tang y Cheng (1993), muestran en su trabajo tales efectos:

- i. Incremento de la atenuación de la onda
- ii. Aumento de la lentitud de la onda.

El primer efecto está caracterizado por el cambio decreciente de la frecuencia, mientras que el segundo es por los tiempos de retardos de la onda, estos dos atributos son excelentes indicadores de permeabilidad para una formación. Esta estimación de permeabilidad está basada en modelados teóricos realizados por diferentes autores (Tang y Cheng, 1996) y un procedimiento de inversión propuesto por Gelinsky et al., 1997.

El alcance de los próximos objetivos de la investigación fueron logrados mediante un procedimiento clave que formó parte esencial de esta etapa del procesamiento. El procedimiento clave radicó en la manipulación de los parámetros de fluidos de poros, información que se desconocía. Consecuentemente se utilizó una opción del programa que consiste en calibrar dichos parámetros de fluidos de poros.

CALIBRACIÓN DE PARÁMETROS

Los datos más importantes establecidos en el programa de procesamiento final fueron los valores de los parámetros de fluidos de poros, entre éstos se destacan la viscosidad, densidad y lentitud de los fluidos contenidos en los poros de las formaciones, de dichos valores dependió la calidad de las estimaciones de permeabilidad, ya que ésta es directamente dependiente de la movilidad del fluido. Es relevante destacar que sin el conocimiento preciso de estos valores los resultados podrían ser incoherentes.

Otros valores no menos importantes fueron los valores de referencia de permeabilidad, con dichos valores se realizaron dos procesos: calibración de la ondícula fuente en función de los fluidos de poros y calibración de la curva de permeabilidad, procesos que posteriormente serán detallados.

El procesamiento realizado mediante el programa “*Waveperm*” consistió generalmente en 3 etapas de procesamientos preliminares: La primera se basó en la localización de un punto en el pozo con permeabilidad cero, con el objetivo de calibrar los valores de fluidos de poros (viscosidad y densidad), de esta forma el programa estableció la forma de onda sintética, la cual fue la onda fuente usada para generar la lentitud de la onda Stoneley transmitida (sintética) bajo condiciones de un modelo petrofísico sintético con permeabilidad cero. El control de calidad aplicado en esta selección del punto impermeable, estuvo controlado mediante la observación de los valores de las curvas de retardo de la onda y su centro de frecuencia, las cuales no debían tener valores incoherentes (negativos).

La segunda etapa en la ejecución del programa fue la estimación de permeabilidad, la cual fue posible realizar luego de obtener una calibración aceptable. La estimación de permeabilidad se realizó de dos modos, siendo la más sencilla la estimación del índice de permeabilidad para el pozo B, la cual se estimó sin puntos de calibración, el error en esta curva es poco reducible, debido a que no existen valores de amarre y sólo se puede ajustar el error con la variación

de valores en los parámetros principales descritos en la tabla 4, los cuales tienen menos influencia en la estimación de permeabilidad en comparación a los puntos de calibración.

La estimación de permeabilidad cuantitativa fue la tercera etapa, la cual se realizó de la forma compleja, este procesamiento fue aplicado sólo para el pozo A, para la obtención de este resultado se debió procesar de forma similar que el pozo B, con la diferencia de que luego de obtener la curva de permeabilidad índice, se ejecutó la calibración de la misma con el uso de los valores de permeabilidad en núcleo. El control de calidad aplicado a las dos curvas de permeabilidad se basó en las curvas del retardo de la onda y su centro de frecuencia, las cuales debieron tener el mejor solapamiento entre las curvas medidas y sintéticas.

Tabla 4. Parámetros y valores establecidos en el programa “*Waveperm*” para la estimación de las curvas de permeabilidad de los pozos evaluados. Los parámetros manipulados pertenecen a dos grupos de control: Parámetros principales de control del programa y parámetros de calibración de fluidos de poros y de permeabilidad.

<i>Parámetros de procesamiento utilizados para la estimación de curvas de permeabilidad</i>		
<i>Parametros principales</i>	Pozo A	Pozo B
Lentitud del fluido de perforación ($\mu\text{s}/\text{ft}$)	200	190
Densidad del fluido de perforación (gr/cm^3)	1.22	1.22
Frecuencia mínima de la onda Stoneley (Hz)	150	100
Frecuencia máxima de la onda Stoneley (Hz)	1300	1100
Radio de la herramienta (in.)	1.94	1.94
Turtuosidad de poros	3	3
Densidad de fluido de poro (gr/cm^3)	0.88	0.88
Lentitud de fluido de poro ($\mu\text{s}/\text{ft}$)	210	210
Viscocidad de fluido de poro (cp)	40	10
Modulo de corte del material (Gpa)	37.9	37.9
<i>Referencias de permeabilidad utilizadas para calibrar</i>	Pozo A	Pozo B
Para calibraciones de fluidos de poros (md)	Profundidades (ft)	
0	X208	
0		X669
Para calibraciones de permeabilidad (md)		
1115	X796	
1806	X845	
2930	X811	
1760	X848	
*		*
* El pozo B no tiene calibracion de permeabilidad		

Calibración de los fluidos de poros.

Los parámetros de fluidos de poros tales como densidad, lentitud y viscosidad son parámetros de gran importancia para los cálculos de permeabilidad, ya que ésta depende de la movilidad del fluido, la cual es relativa a la viscosidad del fluido de poro.

Los valores de viscosidad de fluido de poro son datos con los que no se pudo contar para las estimaciones de permeabilidad, consecuentemente se tomo la opción de calibración de fluidos de poros realizada por el programa, la cual consistió en la ubicación de una arena con permeabilidad cero y así el programa establecer mediante la calibración de la viscosidad del fluido y la forma de onda sintética. El control de calidad de esta selección de profundidad con permeabilidad cero, fue ajustado mediante el uso de las curvas del retardo del tiempo de viaje y el cambio del centro de frecuencia, en la figura 28 se muestra un intervalo de un pozo calibrado con excelentes resultados, en el cual se puede observar la ausencia de valores negativos y con un comportamiento coherente.

De los restantes parámetros principales relativos al lodo de perforación, densidad, modulo de corte, tortuosidad, densidad y lentitud de fluidos de poros, es importante resaltar que los valores establecidos fueron valores sugeridos por el programa para realizar la estimación de permeabilidad, según las características de los pozos perfilados (lodo base aceite, matriz arenisca e hidrocarburos pesados).

En la siguiente figura se ilustra parte de un grafico donde en la pista dos pueden observarse las curvas del cambio del centro de frecuencia y el retardo, además de otros registros, este grafico está representado en escala 1:500.

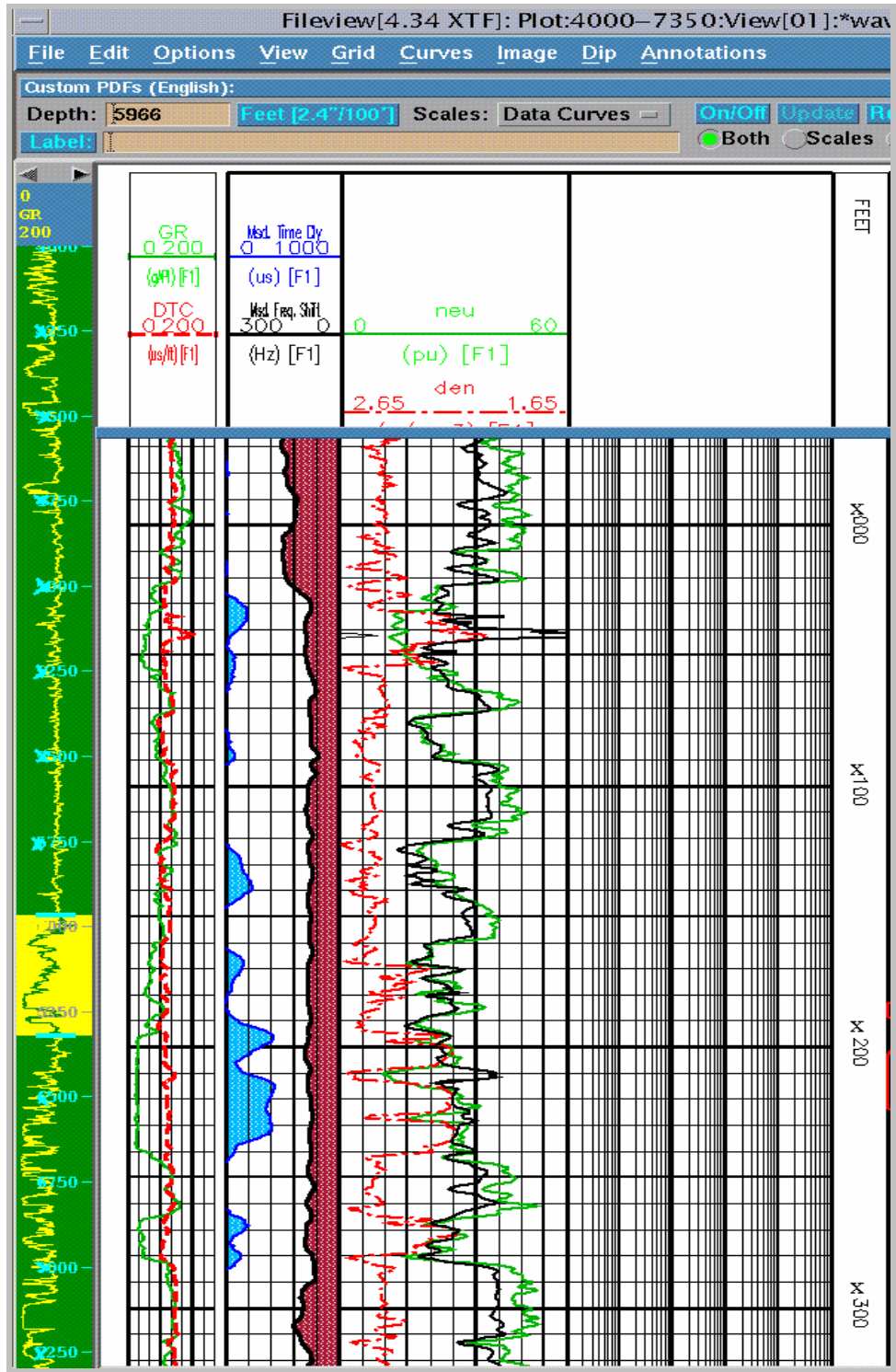


Figura 28. Grafico de curvas usadas para el control de calidad, pista 2, cambios de centro de frecuencia (curva marrón) y retardo del tiempo de viaje (curva azul). Los otros registros corresponden a rayos gamma, densidad y neutrón.

Calibración de la curva de permeabilidad

Concluida la etapa de calibración de fluidos, se procedió a realizar las estimaciones de permeabilidad, las cuales se realizaron en dos modalidades:

- a) Estimación cualitativa de la curva de permeabilidad.
- b) Estimación de la curva de permeabilidad calibrada.

La estimación cualitativa de la curva de permeabilidad fue el resultado obtenido inmediatamente al localizar un buen punto de calibración. El resultado es un registro que proporciona un índice cualitativo de la propiedad petrofísica objetivo a cada 0,5 pies de profundidad. Esta curva índice de permeabilidad fue el primer resultado arrojado por el programa para los dos pozos evaluados del campo Oritupano, dicho resultado fue el resultado final para el pozo B, ya que no se disponía de informaciones de permeabilidad en núcleos.

El pozo A cuenta con información de permeabilidad medida en núcleos, lo que permitió poder realizar la calibración de la curva índice de permeabilidad. La calibración de la curva se realizó mediante la búsqueda de algunos puntos de permeabilidad, que permitieran una calibración con un error aceptable. Este ajuste fue realizado por el programa siguiendo el método de extrapolación discreta de las medidas a lo largo de la curva del registro.

El control de calidad aplicado a las estimaciones de las curvas de permeabilidad se basó en los ajustes entre las curvas medidas y sintéticas correspondientes a retardos en los tiempos de viaje y los cambios del centro de frecuencia. Un control de calidad adicional aplicado a la curva de permeabilidad calibrada fue el ajuste de ésta con los puntos graficados de permeabilidad medidos en núcleos, además de tener correspondencia con el modelo de evaluación petrofísica.

En la siguiente figura 29 se ilustra parte de un gráfico donde en la pista dos pueden observarse las curvas usadas en el control de calidad aplicado para la calibración de los fluidos de poros, en esta sección se muestran las mismas curvas, con la diferencia de que éstas se encuentran acompañadas de las curvas sintéticas (curvas a trazos fucsia y verde) graficadas en la misma pista. Adicionales a las curvas medidas y sintéticas correspondientes al cambio del centro de frecuencia y el retardo del tiempo de viaje, se observa en la pista cuatro la curva de permeabilidad, la cual fue ajustada mediante la variación de los puntos de calibración y los parámetros principales correspondientes a frecuencia mínima y máxima de la onda Stoneley.

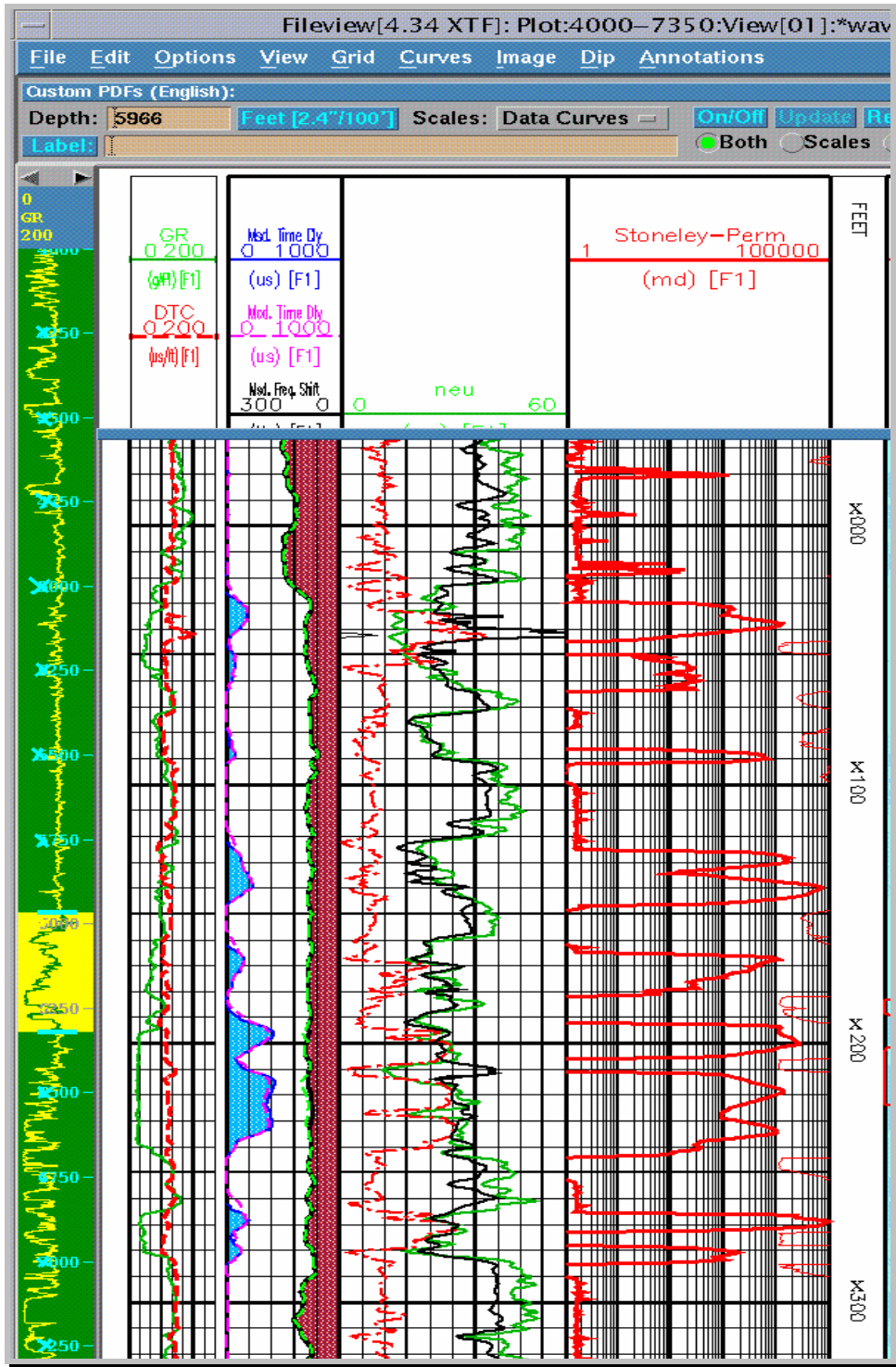


Figura 29. Grafico de curvas usadas para el control de calidad, pista 2, cambios medidos del centro de frecuencia (curva marrón) y retardo medido del tiempo de viaje (curva azul), las curvas sintéticas correspondientes están graficadas a trazos, En la pista cuatro se despliega la curva de permeabilidad estimada. Los otros registros corresponden a rayos gamma, densidad y neutrón.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados previos a la estimación de permeabilidad serán analizados con la finalidad de integrar la información en cada uno de los pozos del campo Oritupano, entre estos resultados se consideraran los modelos de evaluación petrofísica, mediciones de permeabilidad en laboratorio y los registros de imagen acústica suministrados por Baker Atlas, los cuales serán correlacionados con los registros de permeabilidad obtenidos mediante la onda Stoneley

Los análisis de resultados serán presentados inicialmente de forma general, con la finalidad de describir los aspectos petrofísicos de los pozos. Posteriormente mediante un análisis detallado de algunas arenas, se definirán los factores que podrían estar influenciando sobre la permeabilidad y sus estimaciones mediante la onda Stoneley.

Las estimaciones de permeabilidad hechas en los pozos, son de utilidad para la evaluación de intervalos productores, mediante el cual se seleccionarán los intervalos más prospectivos y cuales pueden ser objetivos para otras metodologías de producción.

EVALUACIÓN PETROFÍSICA

El modelo de evaluación petrofísica propuesto para el pozo A se muestra en la figura 30, éste corresponde a un intervalo productor de la formación Las Piedras. La figura 31 representa un intervalo sondeado en el pozo B correspondiente a la formación Oficina. Las características litológicas que poseen los pozos del estudio son similares entre si, las cuales aparentemente están comprendidas en su mayoría de intercalaciones monótonas de areniscas y lutitas. En los intervalos evaluados se observó que las arenas productoras en su mayoría se presentan considerablemente limpias, aunque algunas poseen una cantidad de arcillas que muestran ser influyentes en la conductividad eléctrica y la permeabilidad.

La saturación en estas arenas está compuesta de distintos tipos de fluidos, entre los cuales predomina el agua para el pozo A. En algunos intervalos se presentan arenas con resistividades indicadoras de hidrocarburos, los cuales se pueden apreciar en los registros de saturación. En los registros de volúmenes litológicos se observa la presencia de algunas arenas con un porcentaje de carbonatos, lo cual podría corresponder al tipo de cementación o constituyentes calcáreos, esta característica puede afectar la porosidad efectiva de las unidades geológicas productoras y consecuentemente la permeabilidad.

Una característica resaltante de los pozos es la condición de las paredes del hoyo, lo cual es un factor de importancia para el análisis de permeabilidad mediante la onda Stoneley, debido a su influencia en la propagación de la onda, en los intervalos lutíticos es común la presencia de derrumbes de las paredes del pozo y ocasionalmente, en algunas arenas del pozo A, en el pozo B es más frecuente esta condición en las arenas.

ESTIMACIONES DE PERMEABILIDAD EN POZOS

Las estimaciones de permeabilidad obtenidas en la investigación corresponden a dos tipos: una es cualitativa, la cual proporciona un índice de permeabilidad para el pozo B, la estimación del tipo cuantitativo de permeabilidad corresponde al pozo A. Las curvas de permeabilidad obtenidas generalmente muestran estar fuertemente influenciadas por la presencia de arcillas. La saturación de agua en las formaciones es un factor considerable en las estimaciones de permeabilidad, debido a la influencia que tiene la presencia de agua en la permeabilidad relativa al petróleo (Araujo y Araujo, 1997). Las condiciones físicas de las paredes del hoyo y los diferentes gradientes de presión que pudieran estar presente a lo largo de los pozos, también influyen sobre la permeabilidad y sus estimaciones.

En las regiones donde se presentan condiciones del hoyo desfavorables para las estimaciones de permeabilidad, se observó que los resultados podrían ser poco confiables, los niveles de incertidumbre son relativos a los desajustes observados entre las curvas medidas y sintéticas, que corresponden al cambio del centro de frecuencia y el retardo del tiempo de viaje.

El análisis se enfoca en tres zonas de interés encontradas en el pozo A, y dos zonas para el pozo B, en las cuales se analizan intervalos donde la permeabilidad estimada tiene un comportamiento adecuado para los análisis. Las interpretaciones efectuadas por Baker Atlas en los registros de imagen acústica, proporcionaron información de las condiciones litológicas de los intervalos analizados, la cual apoya de manera excelente los resultados obtenidos.

Las siguientes figuras (30 y 31), muestran los intervalos más representativos de los pozos A y B. Las imágenes están compuestas por dos resultados obtenidos: Las evaluaciones petrofísicas y el registro de las estimaciones de permeabilidad, acompañados del registro de imagen acústica.

La figura 30 es la correlación de los resultados mencionados anteriormente del pozo A y la figura 31 la correlación del pozo B, en las cuales están demarcados por colores los intervalos analizados, señalando en ellos los fenómenos de interés.

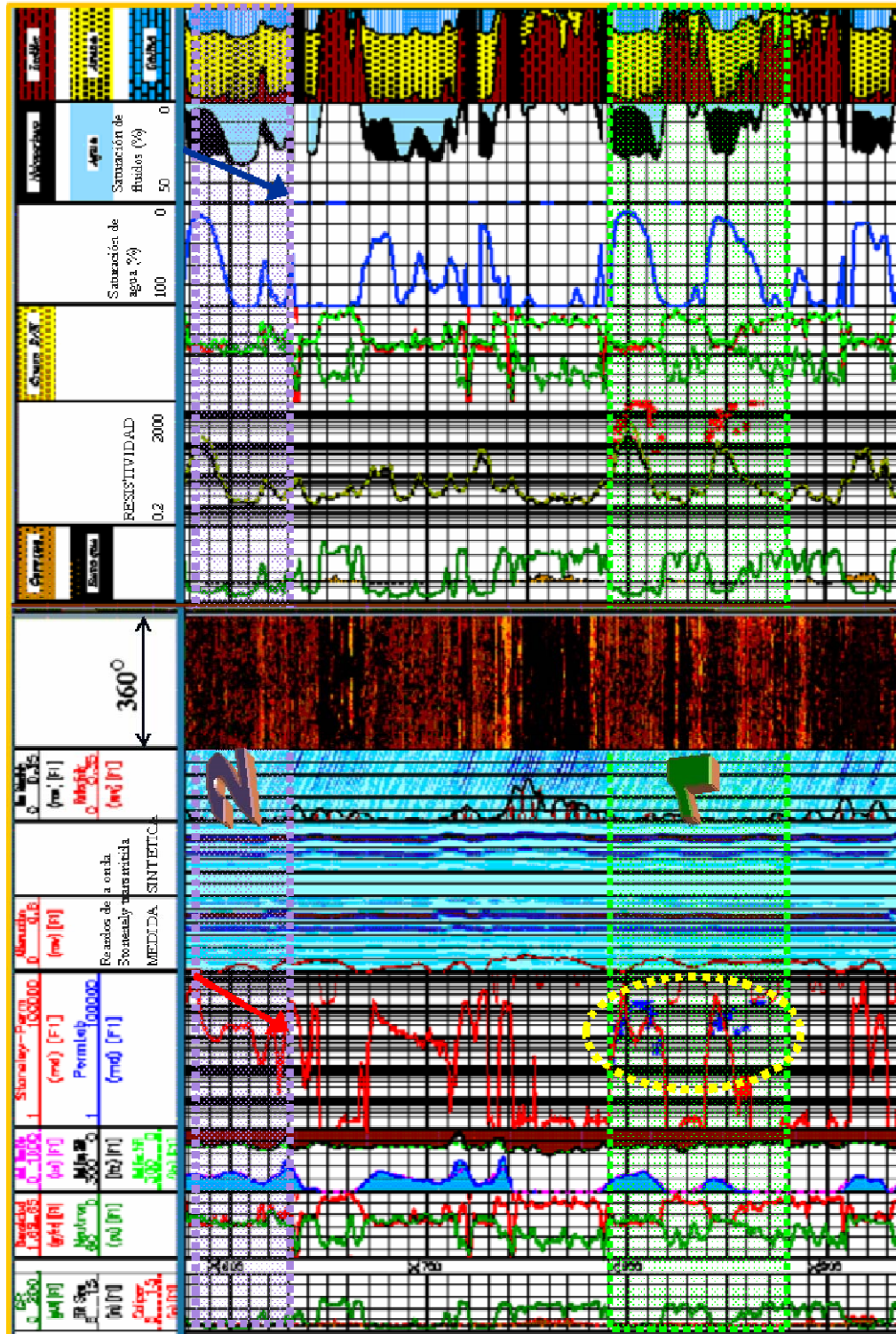


Figura 30. Correlación del registro de evaluación petrofísica con el registro de permeabilidad estimada y el registro de imagen acústica del pozo A.

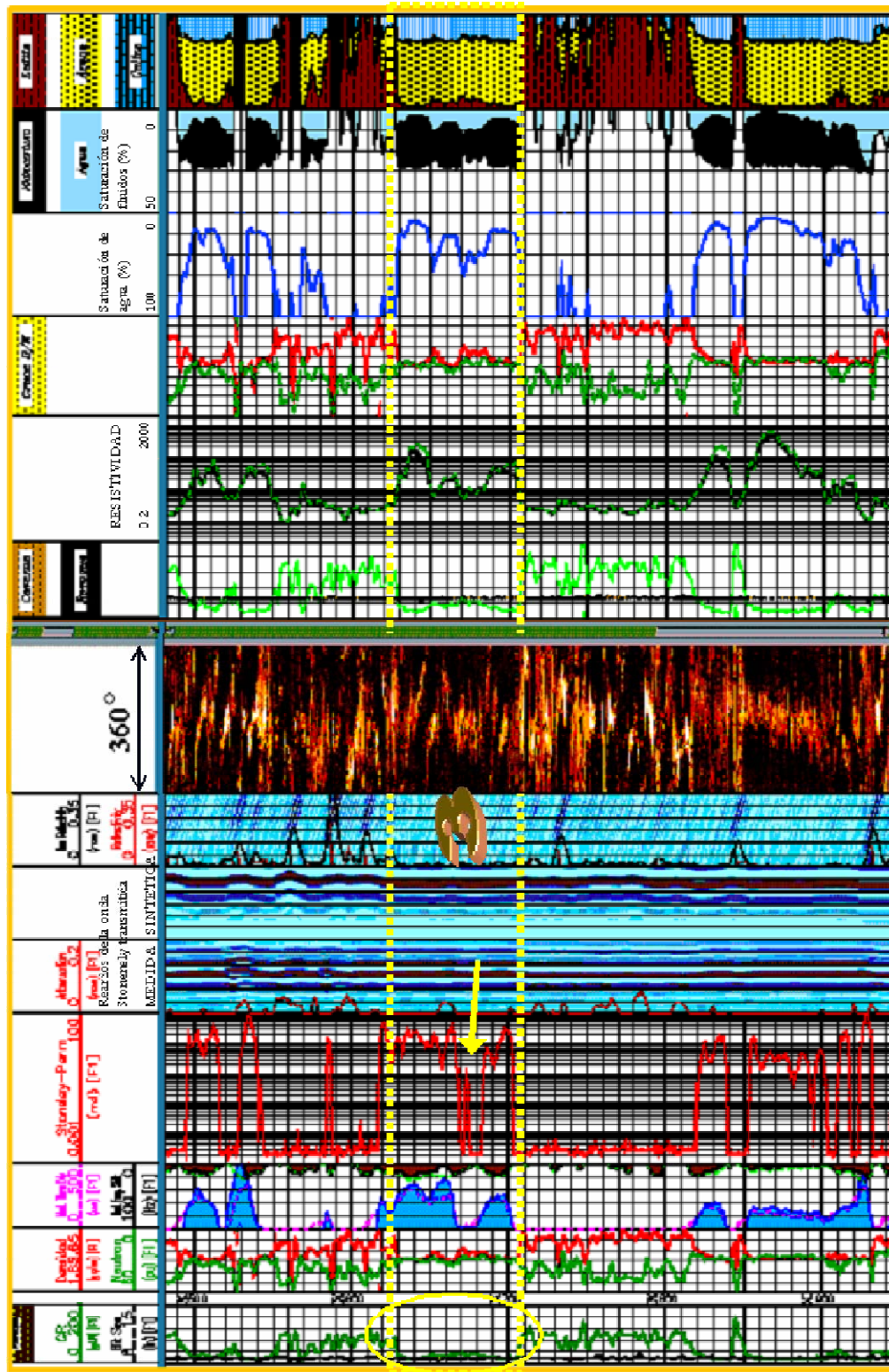


Figura 31. Correlación del registro de evaluación petrofísica con el registro de permeabilidad estimada y el registro de imagen acústica del pozo B.

Pozo A

Los resultados de permeabilidad obtenidos en este pozo son de carácter cuantitativo, los cuales aportan con relativa precisión valores de permeabilidades en cada unidad productora perteneciente a la formación Freites. En la figura 32 se encuentran zonas delimitadas, que resaltan intervalos que corresponden a las mediciones de permeabilidad en el laboratorio (arenas X800 y X850), en ella se detallan regiones donde no concuerdan los resultados con la información de laboratorio.

La región delimitada de la arena X800 muestra una variación de permeabilidad con la cual no concuerdan las mediciones en núcleos (puntos azules), el registro de GR no indica variaciones considerables que afecten la permeabilidad, aunque el de densidad y neutrón muestran un leve cambio de la porosidad en ese intervalo, sin embargo, se observa que tal variación puede ser interpretada también por el registro de imagen, en el cual se observa un aumento de la impedancia acústica, lo que podría ser una zona de la arena más compactada.

De la figura 32, es importante resaltar otra discrepancia entre las estimaciones de permeabilidad y las mediciones en núcleos, tal diferencia entre los resultados dinámicos y estáticos podría ser atribuible a causas similares a la zona anterior.

Del registro de imagen (pista 10) en la figura 32, se puede observar que en la arena X850 (zona inferior de la imagen) hay un cambio de impedancia acústica, correspondiendo esta zona más clara a un cambio litológico o de porosidad, el cual es registrado por el GR como un aumento de arcillas. De la zona inferior delimitada, se resaltan las mediciones de alta permeabilidad hechas en laboratorio (10.000 mD) que no concuerdan con las estimaciones hechas mediante la onda Stoneley (0,1 mD). De los registros de densidad y GR se infiere que la zona es muy arcillosa, lo que se puede corroborar con las laminaciones que revela el registro de imagen y el registro de evaluación petrofísica. Lo que implica que las mediciones en laboratorio hechas para ese intervalo podrían no ser representativas de la variación litológica en el intervalo.

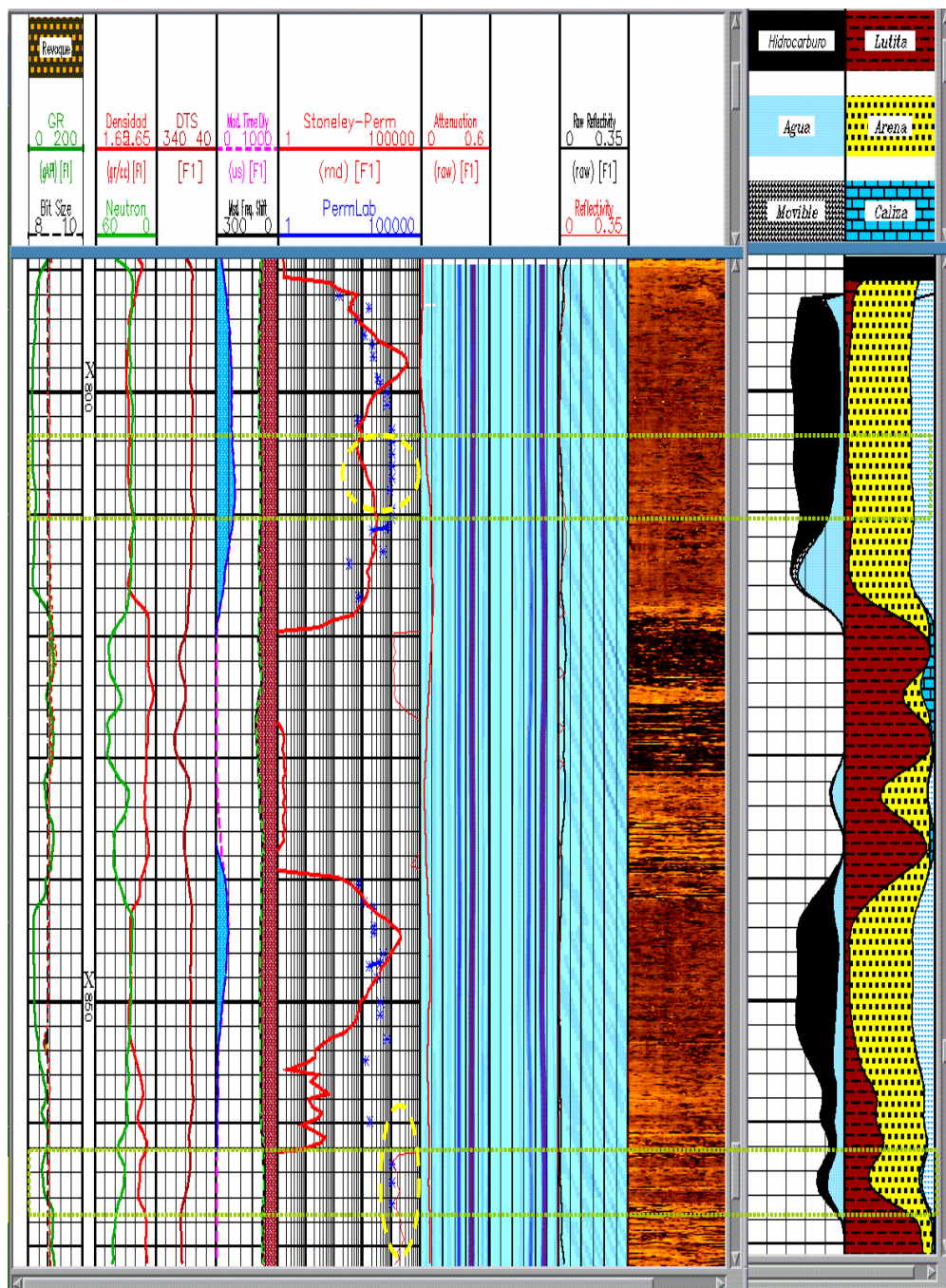


Figura 32. Correlación del registro de permeabilidad (pista 6) con el registro de imagen, ubicado en la pista 10, las pistas 7, 8, y 9 corresponde al tiempo de viaje de la onda Stoneley medida, sintética y las reflexiones descendentes respectivamente, en la pista 5 se despliegan las curvas sintéticas (punteadas) y medidas (sólidas) correspondientes al retardo de la onda con respecto a la onda medida y el cambio del centro de frecuencia, las pistas 11 y 12 representan la saturación y el volumen litológico de la roca.

Generalmente la curva de permeabilidad obtenida en las zonas de interés proporciona estimaciones de permeabilidad promediadas en 3.000 mD, reportando hasta un máximo de 12.000 mD aproximadamente. Esta fluctuación en las estimaciones del parámetro petrofísico se presenta frecuentemente, la causa de estas constantes variaciones está gobernada principalmente por la variación del volumen de arcillas que posee la roca (*Vsh*).

El área marcada en la arena X600 mostrada en la figura 33 presenta un contacto agua/petróleo evidenciado en la pista 11 correspondiente a la saturación, el comportamiento de la curva de permeabilidad estimada sigue la tendencia a disminuir hacia la base de la arena como lo indica la flecha, la cual disminuye con el aumento gradual de la saturación de agua indicado por la flecha azul, adicionalmente se observa que en la parte inferior el volumen de arcillas aumenta gradualmente (pista 12 figura 30), consecuentemente los valores de la estimación de permeabilidad decrecen en función a las condiciones mencionadas.

En la pista 9 de la imagen 33 también pueden observarse las reflexiones de la onda Stoneley debido a cambios litológicos, que también se evidencian de la imagen del hoyo donde en la zona inferior se observan estratificaciones con un alto valor de GR.

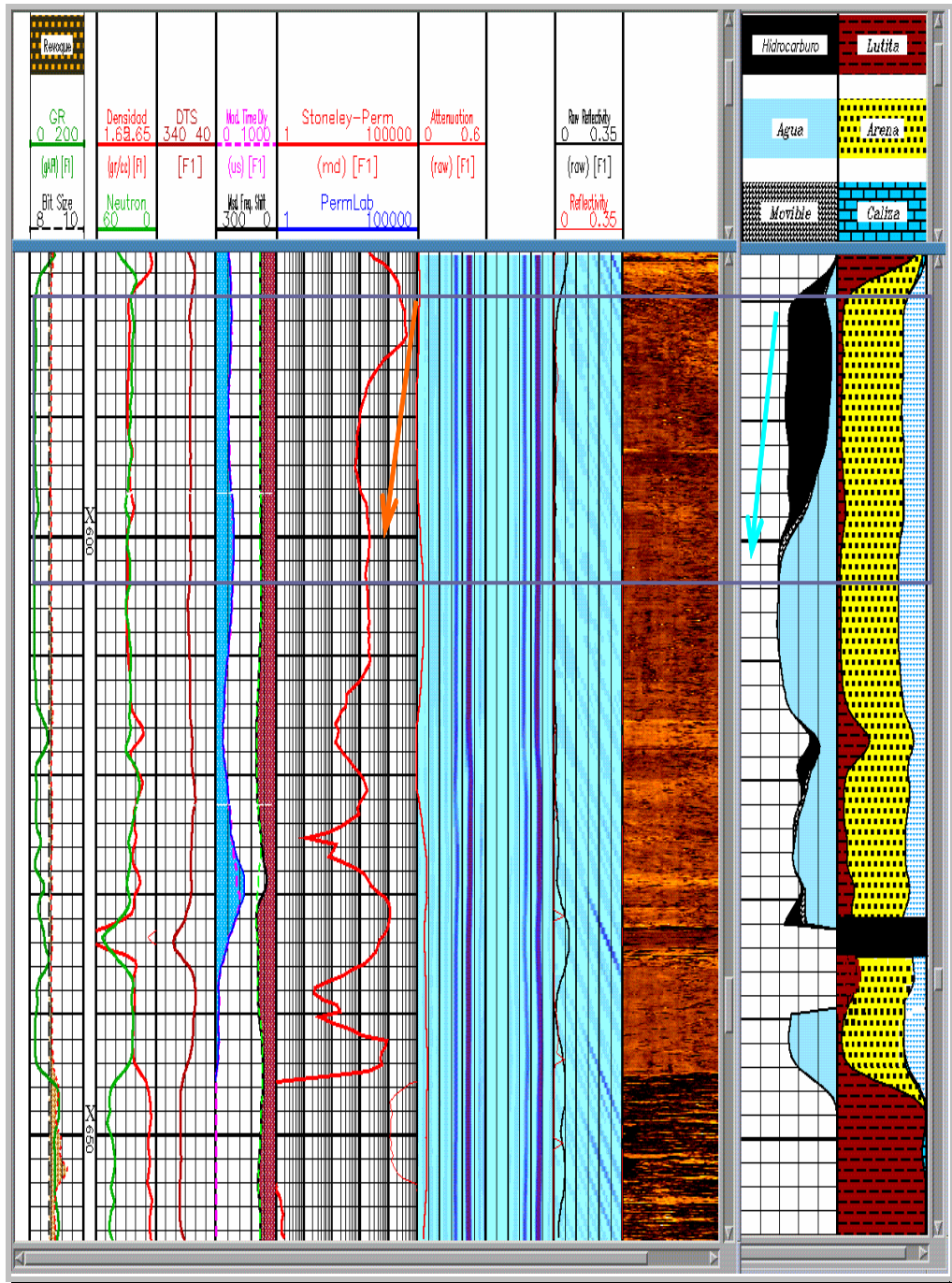


Figura 33. Intervalo correspondiente a una arena de interés y una lutita en la parte inferior de la figura. La imagen acústica del hoyo muestra el contraste de impedancias entre los dos tipos litológicos. También se evidencia del descenso de la permeabilidad con la profundidad debido a la disminución de porosidad y saturación con la profundidad, adicionalmente un incremento gradual del volumen de arcillas en la arena.

La siguiente imagen (figura 34) muestra comportamientos anómalos de un intervalo registrado. Los resultados ilógicos reportados en este intervalo, son estimaciones erróneas, las cuales se presentan posiblemente por causas a las que el programa es susceptible, como pudiere ser las mediciones del calibre del hoyo y/o viscosidades efectivas diferentes.

Esta afirmación del mal funcionamiento del programa es debido a que los registros de evaluación petrofísica muestran elementos, que pueden argumentar la estimación de baja permeabilidad en intervalos donde las estimaciones hechas por el programa “*Waveperm*”, no son representativas de la litología mostrada por la evaluación petrofísica.

En el intervalo también se muestra una zona delimitada en la parte inferior de la figura 34 donde la curva de permeabilidad tiene una lectura mínima de 0,1 mD, correspondiente a una zona donde el volumen de arcillas es el más bajo del intervalo, la saturación de agua es mínima, la densidad es un mínimo relativo y la porosidad podría indicar buena permeabilidad.

Aunque la calidad indicada por las curvas de la pista 5, referentes al ajuste entre las curvas medidas y sintéticas del cambio de frecuencia y el tiempo de retardo, sea excelente, las estimaciones son erróneas, resultados así se presentaron frecuentemente a lo largo del procesamiento de calibración, la frecuencia de aparición de estas malas estimaciones dependió directamente de la selección y calidad de los parámetros de calibración utilizados, así como también las condiciones de las paredes del hoyo.

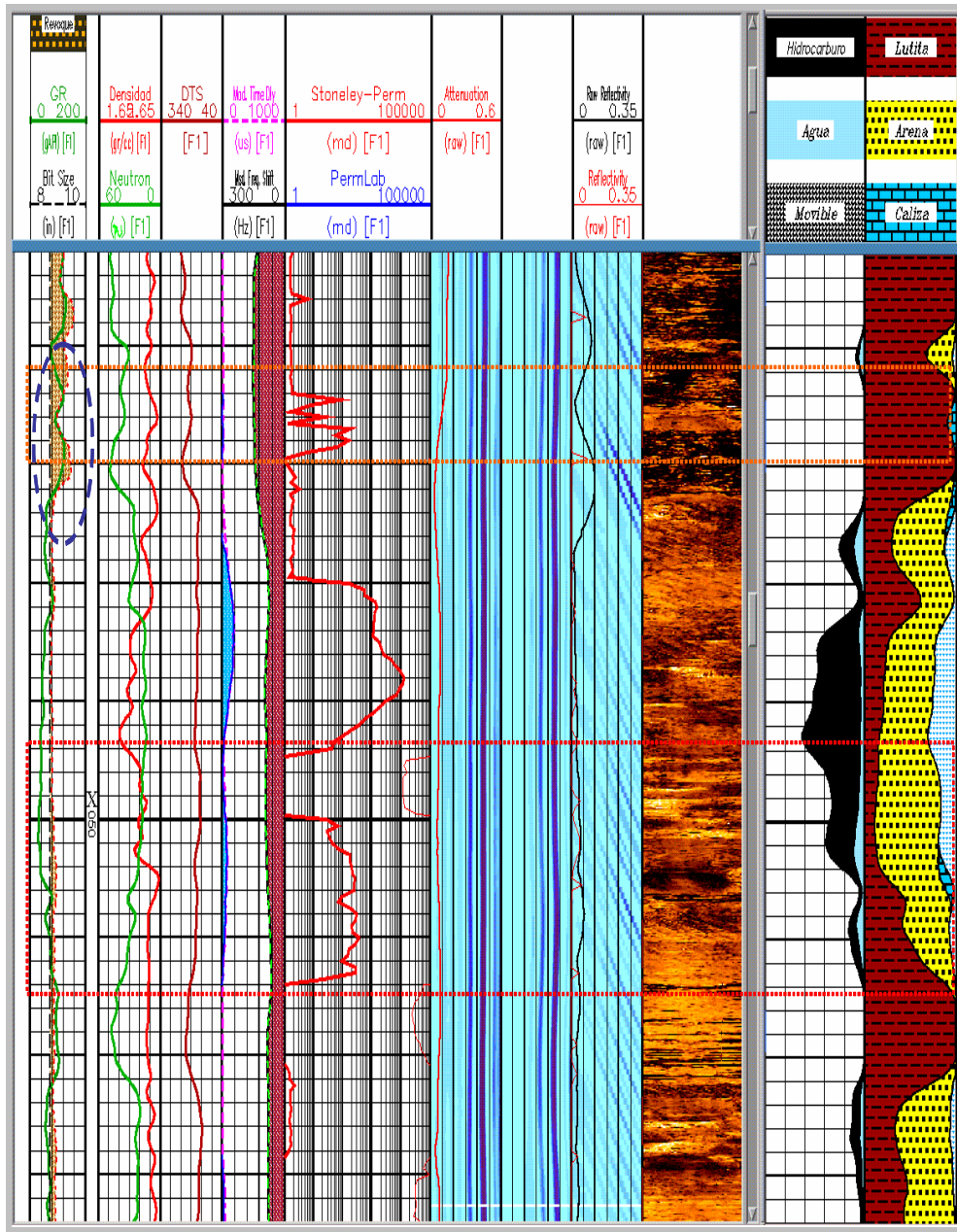


Figura 34. La curva de permeabilidad (pista 6), muestra una caída de permeabilidad debido a una región con baja porosidad y alta impedancia, la cual es observada del registro de imagen acústica (pista 10), además de estimaciones erróneas de permeabilidad en lutitas.

Generalmente, la curva de permeabilidad estimada en el pozo A tiene un comportamiento acorde con la evaluación petrofísica. El control de calidad aplicado, garantiza que los valores de permeabilidad estimados sean confiables, exceptuando puntos donde las condiciones del hoyo son desfavorables para el procedimiento de estimación predictiva.

Las reflexiones de la onda Stoneley muestran dichas irregularidades a lo largo del hoyo, las cuales no se presencian en las unidades productoras, lo que indica también carencia de fracturas. De la figura 30 se observa que los estimaciones de permeabilidad del pozo A tienen un comportamiento uniforme. Los valores de las arenas ilustradas son relativamente altos y circundan a un valor medio de 3.000 mD aproximadamente.

Pozo B

Los resultados de este pozo corresponden a una estimación cualitativa de la propiedad petrofísica de interés, el cual está comprendido entre un intervalo productor de la formación Oficina. Preliminarmente éstos serán analizados con referencia a algunas arenas productoras que caracterizan a este pozo.

La figura 35 corresponde una arena productora en la cual se observa un comportamiento fluctuante de la curva de permeabilidad, dicho comportamiento posiblemente podría estar influenciado por la arcillosidad de la arena. El volumen de arcillas se puede presenciar con mayor precisión a través del registro de imagen, en el cual se observa un cambio alternado de texturas con pérdida de masividad de la roca reservorio.

Del segmento entre X670 y X680 se aprecia también un aumento del Vsh mostrado por el registro de rayos gamma y adicionalmente irregulares contenidos de carbonatos, lo que ocasiona un cambio radical de la permeabilidad. En la imagen del hoyo se observa que esta zona tiene mayor impedancia acústica, la que

se atribuye a una baja porosidad, lo que podría ser indicativo de baja permeabilidad; en la profundidad X670 la curva de permeabilidad responde de forma abrupta, el registro de imagen revela alta impedancia y la evaluación petrofísica indica una arena con alta densidad que puede estar más compactada teniendo menor porosidad y alto contenido en carbonatos.

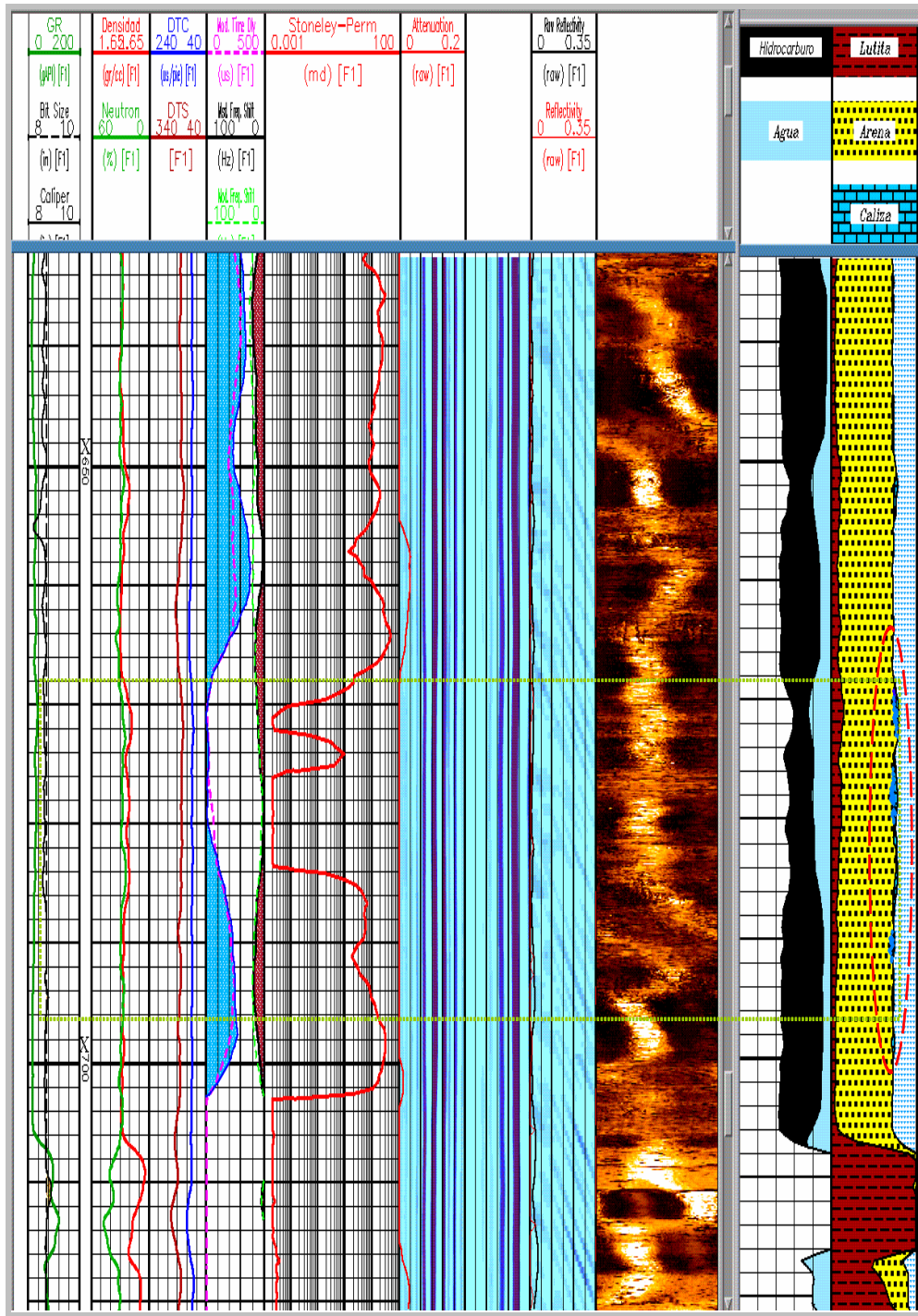


Figura 35, arena con permeabilidad variable, en la que se correlaciona con un registro de imagen para observar las condiciones litológicas que afectan la variación de permeabilidad.

Las características de la curva de permeabilidad estimada para el pozo B, es una de las limitaciones para realizar meticulosos análisis. La estimación cualitativa obtenida tiene un grado de error significativo, si es comparado con el obtenido en las estimaciones del pozo A. Esto es consecuencia de la falta de calibración de la curva de permeabilidad con mediciones de laboratorio. De la figura anterior se observó que la calidad del registro de imagen no es óptima, por lo cual aumenta la dificultad de aplicar un análisis como el hecho en el pozo A.

Aun tomando en cuenta las limitaciones mencionadas, la curva de permeabilidad estimada proporcionó resultados consistentes con las evaluaciones petrofísicas, los cuales se aprecian en una correlación de estos registros en la figura 36, en la que se muestra un intervalo con las características más comunes encontradas en un pozo.

La imagen muestra algunas arenas productoras de hidrocarburos y una productora de agua en la que las condiciones del hoyo es desfavorable para la estimación, para estas arenas de agua se observa que el control de calidad indica no ser el mejor, el cual está indicado por el desajuste de las curvas medidas y sintéticas referentes al cambio de frecuencia y el “delay” (pista 5), esta diferencia de error entre los dos tipos de arena se debe a los parámetros de calibración de fluidos, utilizados en la ejecución del programa, los cuales fueron relativos al hidrocarburo.

Sin embargo, se puede apreciar que los índices de permeabilidad proporcionados son coherentes, esto se puede apreciar al comparar el índice de permeabilidad en las arenas productoras de hidrocarburos, con el que se estima en la arena productora de agua.

En la figura 36 también se puede observar las típicas variaciones de la curva de permeabilidad en zonas litológicas de condiciones impermeables. Aunque vale la pena resaltar una estimación errónea ubicada en la profundidad X030, que podría ser a causa de la imprecisión de la estimación de permeabilidad sin calibrar con mediciones de laboratorio.

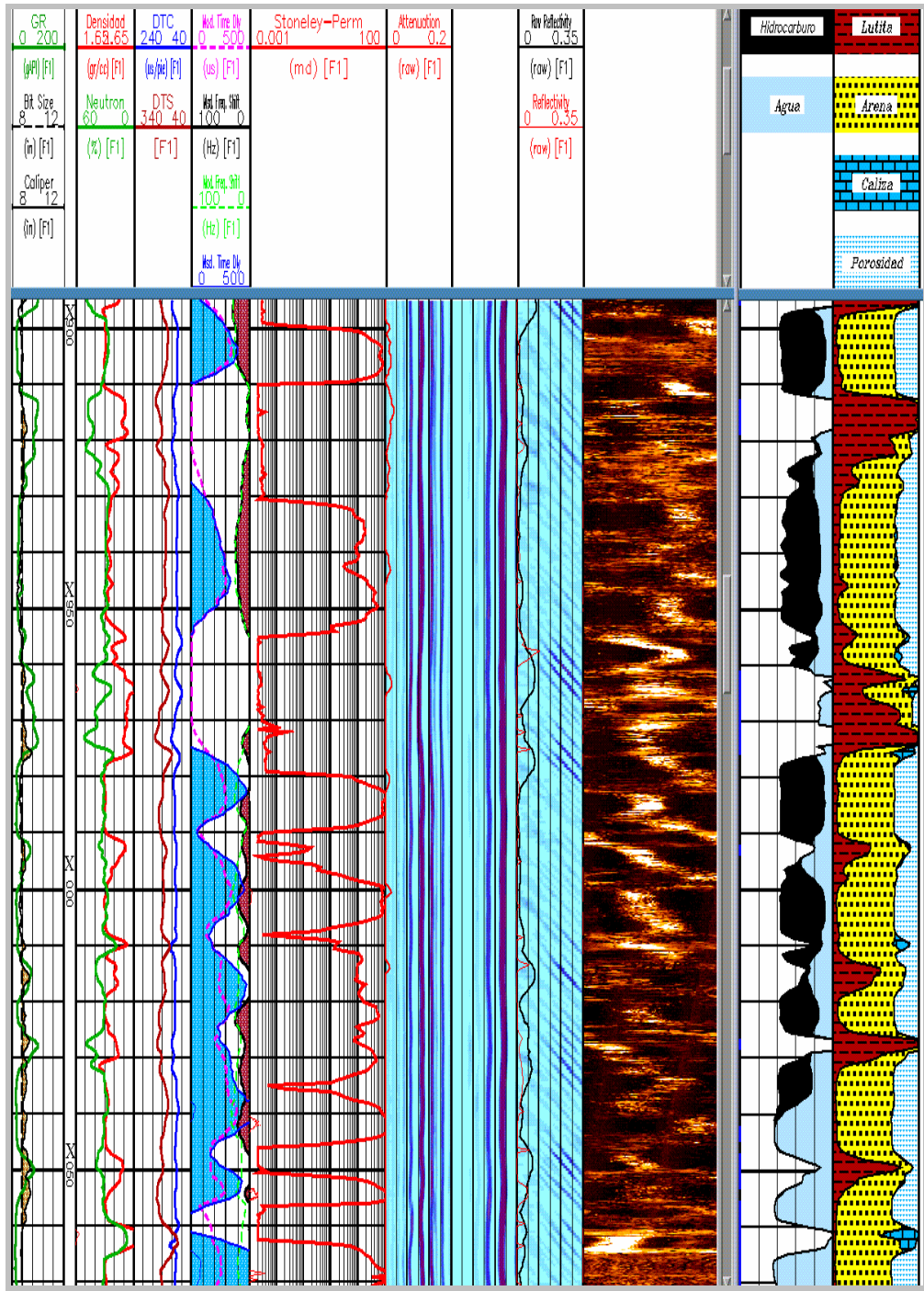


Figura 36. Intervalo del pozo A donde se muestran arenas productoras de fluidos diferentes, en las cuales las estimaciones de permeabilidad tienen diferentes grados de incertidumbre indicados por las curvas de la pista 5.

La curva de permeabilidad estimada en el pozo B, aunque es de condiciones cualitativas debido a no estar calibrada con mediciones independientes de permeabilidad, tiene en general un comportamiento congruente con la evaluación petrofísica. Aunque el control de calidad en el procesamiento de este pozo no fue tan óptimo como en el pozo A, los resultados obtenidos fueron aceptables en los intervalos donde las condiciones del hoyo garantizaron la estimación.

La ausencia de fracturas en las arenas muestra que las permeabilidades corresponden a porosidades primarias. En la figura 32 se muestran los resultados de la evaluación petrofísica y las estimaciones de permeabilidad para el intervalo más representativo del pozo B. Donde se puede visualizar que las arenas reservorios de interés económico tienen una permeabilidad uniforme

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES

El uso de la onda Stoneley para las estimaciones de permeabilidad, requiere de un tortuoso y extenso método de procesamiento, el cual proporcionó en pozos del campo Oritupano excelentes estimaciones dinámicas de permeabilidad.

La correlación entre los registros de imágenes acústicas, las evaluaciones petrofísicas y las estimaciones de permeabilidad, permitió observar la influencia directa de los volúmenes de arcillas contenidos en la roca reservorio sobre la permeabilidad, de la cual se puede afirmar que es una relación inversamente proporcional, así como también es la coexistencia de varios fluidos y su relación de saturación.

Las permeabilidades que poseen las arenas productoras del campo Oritupano son a causa de porosidades primarias, los registros de imagen y las reflexiones de la onda Stoneley en las arenas no muestran evidencias de estructuras geológicas (fracturas), que pudieran contribuir con el flujo de hidrocarburos.

Las permeabilidades de los pozos estudiados tienen un índice de permeabilidad uniforme, la cual se cuantificó con valor medio de 3.000 mD en el pozo A.

Comparando los resultados de los pozos perfilados, se puede concluir que el uso de la onda Stoneley en la estimación cualitativa de permeabilidad es una técnica de inversión de gran aceptación, siendo la mejor manera de caracterizar yacimientos, si esta técnica es integrada con informaciones independientes de permeabilidad y de fluidos de poros.

RECOMENDACIONES

La indeterminación de los parámetros de fluidos de poros y la presencia de distintos niveles de saturación de agua, genera cierto grado de incertidumbre en las estimaciones de permeabilidad, además de ser una engorrosa metodología si no se dispone de los datos de calibración. Por lo expuesto se recomienda realizar un inventario de los datos con que se deben calibrar los parámetros del programa y un análisis de la calidad de dichos datos antes de enmarcar un proyecto de estimación de permeabilidad.

Adicionalmente, se recomienda realizar una revisión de las condiciones de las paredes del hoyo en las arenas de interés, ya que dependiendo de las condiciones del hoyo se podrá garantizar la calidad de la información.

Tener información referente a los parámetros de fluidos de poros, que serían de utilidad conocer al menos los valores de viscosidad efectiva, lo cual disminuirá la incertidumbre de los resultados y las inversiones de tiempo para obtener óptimas estimaciones.

La información de permeabilidad proveniente de laboratorios, debe ser hecha en muestras representativas de las formaciones estudiadas, lo que implica que deben estar bien consolidadas, es recomendable tener al menos cuarenta mediciones de permeabilidad horizontal a condiciones de presiones originales.

Contar con el apoyo de registros indicadores de tipos de arcilla, podría ser útil en una definición más detallada de elementos que influyen la permeabilidad.

BIBLIOGRAFÍA

- Araujo, Y. C. y Araujo, M. (1997). Taller de Interacción Roca-Fluido. PDVSA-Intevep
- Arnstein, R., E. Cabrera, F. Russomanno y H. Sánchez, (1985). Revisión estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. Mem., *VI Congr. Geol. Venez.*, Caracas, Soc. Venez. Geol. (1): 41-69
- Barnola, A., (1960). Historia del campo de Pedernales. Mem., *III Congr. Geol. Venez.*, Caracas, Ministerio de Minas e Hidrocarburo., 2: 552-573.
- Bassiouni, Z. (1994). Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- Biot M. A. (1952). Propagation of Elastic Waves in a Cylindrical Bore Containing a Fluid, *Journal of Applied Physics*, 32 (9), p. 997-1005.
- Blatt H., G. Middleton, R. Murry, (1972). Origin of Sedimentary Rocks.
- Bouchon M. and D Schmitt., (1989). Full-wave acoustic logging in an irregular borehole, *Geophysics*, 54(6): 758-765.
- Campos, V., R. Lander y S. de Cabrera, (1985). Evolución estructural en el noreste de Anzoátegui y su relación con el norte de Monagas. Mem., *VI Congr. Geol. Venez.*, Caracas, Soc. Venez. Geol., (4): 2397-2414.
- Cheng C. H., and M. N. Toksöz. (1982). Generation, propagation and analysis of tube wave in a borehole, *Society of professional well log analysts annual logging symposium, TX, transactions*, paper P.
- Cheng C. H., and M. N. Toksoz. (1981). Elastic wave propagation in a fluid-filled borehole and syntetic acoustic logs, *Geophysics*, 46, p. 1042.
- Funkhouser, H. J., Sass, L. C., and Hedberg, H. D., (1948). Santa Ana, San Joaquín, Guárico and Santa Rosa oil fields (Anaco fields), central Anzoátegui, Venezuela, *Am. Assoc. Petrol. Geol., Bull.*, 32(10): 1851-1908.
- González de Juana, C.; J. Iturralde de Arozena y X. Picard Cadillat, (1980). *Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas*. Ediciones Foninves, 2 tomos, pp. 1031, 4 láminas. Caracas, Venezuela, Primera edición.

- Gelinsky, S. Chundurur, R. and Tang, X., (1997). Permeability from borehole acoustic logs. Western Atlas Logging Services, Houston, Texas.
- Hardage A. (1983). Vertical seismic profiling, part A, Geophysical Press, London.
- Hedberg, H. D.; L. C. Sass y H. J. Funkhouser, (1947). Oil fields of the greater Oficina area, central Anzoátegui, Venezuela. *Amer. Assoc. Petról. Geol. Bull.*, 31(12): 1089-2169.
- Hedberg, H. D., (1950). Geology of the eastern Venezuela basin (Anzoátegui-Monagas-Sucre-eastern Guárico portion), *Geol. Soc. Am., Bull.*, 61(11): 1173-1216.
- Hermoso, J., (2004). Caracterización de rocas de las zonas del oriente y occidente de Venezuela mediante el estudio de sus propiedades físicas . Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Hernández, R. (2001). *Problemas y aplicaciones de registros de pozos*. Trabajo de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Mencher, E.; H. J. Fichter; H. H. Renz; W. E. Wallis; J. M. Patterson y R. H. Robie, (1951). Resumen geológico cap. I., p. 1-80, en: Texto de las monografías presentadas en la Convención Nacional de Petróleo. Ofic. Técn. Hidrocarb. Min. Minas e Hidrocarburos, Caracas (en español e inglés).
- Méndez, O., (1985). Historia geológica graficada de la cuenca oriental de Venezuela. *VI Cong. Geol. Venez.*, Caracas 1985, S.V.G., 2: 1.000-1.040.
- Norris A. (1989). Stoneley waves attenuation and dispersion in permeable formations, *Geophysics*, 54(3), p. 330-341.
- Oden C. P., J. J. Lococo and H. Miura., (2005). Variable frequency monopole-dipole sonic logging for mechanical and hydrogeologic properties. <http://www.terrajp.co.jp/VariableFrequencyPSSonicLoggingJ.pdf> (2005, Octubre 23)
- Porras J., E. Vallejo, D. Marchal, C. Selva, (2003). Extensional holding in The Eastern Venezuelan Basin: Examples from fields of Oritupano-Leona block. Search and discovery. Artículo N° 50003 <http://www.searchanddiscovery.com/documents/2003/porras/images/porras.pdf> (2005, Octubre 7)
- Qobi L. A. Kuijper, X. Tang., (2001). Permeability determination from Stoneley waves in the Ara group carbonates, Oman, *GeoArabia* 6(4), p. 84-96.

- Santacruz, N. (2003). Determinación de Curvas de Permeabilidad Relativa en Medios Porosos Desordenados Aplicando la Teoría de Medios Efectivos. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Sulek, J. A., (1961). Miocene correlation in the Maturin sub-basin. *Asoc. Venez. Geol., Min. y Petról., Bol. Inform.*, 4(4): 131-139.
- Society of Exploration Geophysics., (1997). Investigación in Geophysics, Volume 7 Reservoir geophysics. Ed. Sheriff R. E., Series Editor. Tulsa.
- Tang X. and Cheng C., (1993). Borehole Stoneley wave propagation across permeable structures, *Geophysical Prospecting*, 41, p. 165-187.
- Tang X. and Cheng C., (1996). Fast inversion of formation permeability from Stoneley wave logs, using a simplified Biot-Rosenbaum model, *Geophysics*, 61(3), p. 639-645.
- Western Atlas- Houston. (1984). Introducción al Perfilaje. Wave Training Material. Departamento Técnico Centro de Capacitación Regional Latino. 2da. Edición
- Western (1995). Introduction to wireline log analysis, Houston, Texas.
- Winkler, K.W., H.L. Liu, and D.L. Johnson (1989). Permeability and borehole Stoneley waves: Comparison between experiment and theory, *Geophysics*, p. 66-75.
- Baker Hughes WWW user survey.* (2005). Recuperado en julio 15, 2005, de <http://www.bakerhughes.com>
- Petróleos de Venezuela S.A.* (2005). Recuperado en julio 10, 2005, de <http://www.pdv.com/lexico>
- Schlumberger WWW user survey.* (2005). Recuperado en julio 8, 2005, de <http://www.glossary.oilfield.slb.com>